



SERVIZIO GEOCHIMICO E LABORATORIO  
(SEZIONE CHIMICA)

San Donato M., X X XXXX

**BOLLETTINO D'ANALISI N. 000**

**CAMPIONE:** di acqua del pozzo 70 di CORTEMAGGIORE, prelevato il 14.12.58 dalla vasca di raccolta fluidi. Intervallo interessato m. 1935,50-1941,00. Campione pervenuto in laboratorio il 5.12.58 da parte del Laboratorio Geochimico di Cortemaggiore.

**RISULTATI ANALITICI**

Caratteri organolettici: colore giallastro, odore di gasolina, sapore salato.

Esame della luce di Wood: fluorescenza azzurra media diffusa.

Peso specifico a 15°C: 1,1180 (BA 15,30)

pH: 6,50

Resistività a 20°C Ω m: N.D.

Salinità NaCl gr/l: 171,00

Residuo a 180°C gr/l: 172,80  
Residuo a 110°C gr/l: 175,40  
Residuo a 600°C gr/l: 168,50

**ANALISI IONICA**

	gr/l
SiO <sub>2</sub>	0,02
Fe	tracce
Ossidi	0,07
Ca	7,62
Mg	2,56
Cl	103,73
SO <sub>4</sub>	0,01
OH	assenti
CO <sub>3</sub>	assenti
HCO <sub>3</sub>	0,05
Jodio	0,02
Bromo	presente
H <sub>2</sub> S	assente
Ammoniaca	presente
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	N.D.

**DETERMINAZIONE SPETTROFOTOMETRICA**

**DEL CATIONI**

	gr/l.
Na	51,00
K	0,36

**RAPPORTI RISPETTO AL RESIDUO**

	%
Cl	60,00
Ca	4,40
Mg	1,50
Ca + Mg	5,90
J	0,01
Mg	0,34
Ca	

SERVIZIO GEOCHIMICO E LABORATORI  
SEZIONE CHIMICA

Seguito N. 1 al Bollettino N. 000

**VALORI DI REAZIONE**

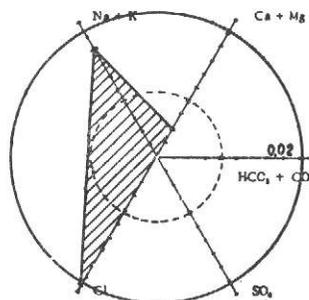
Na + K (per differenza)	39,91
Ca	6,50
Mg	3,59
Totale Ioni positivi	50,00
Cl	49,98
SO <sub>4</sub>	tracce
HCO <sub>3</sub> + CO <sub>3</sub>	0,02
Totale Ioni negativi	50,00

**PROPRIETÀ DI REAZIONE PALMER**

Salinità primaria	79,82
Salinità secondaria	20,14
Alcalinità primaria	-
Alcalinità secondaria	0,04
Totale	100,00

Salinità da cloruri = 100 %  
Salinità da solfati = tracce

**DIAGRAMMA DI TICKELL**



Cerchio tratteggiato proporzionale alla salinità marina (35%).  
Cerchio continuo proporzionale al residuo dell'acqua in esame.

**RAPPRESENTAZIONE GRAFICA DELL'ANALISI DELL'ACQUA**  
(milliequivalenti per litro)

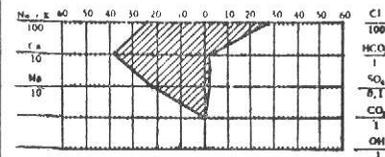


Fig. 80

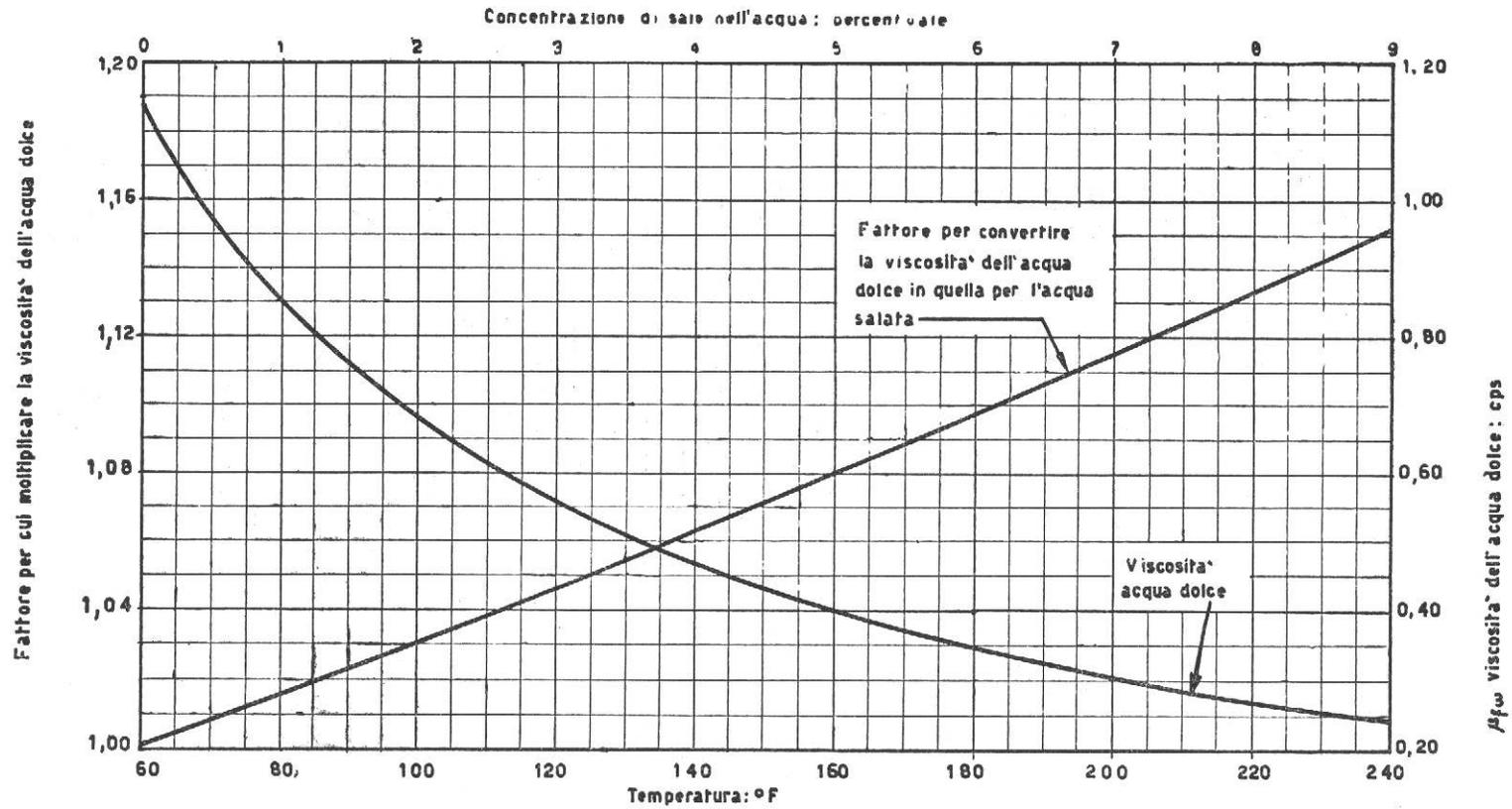
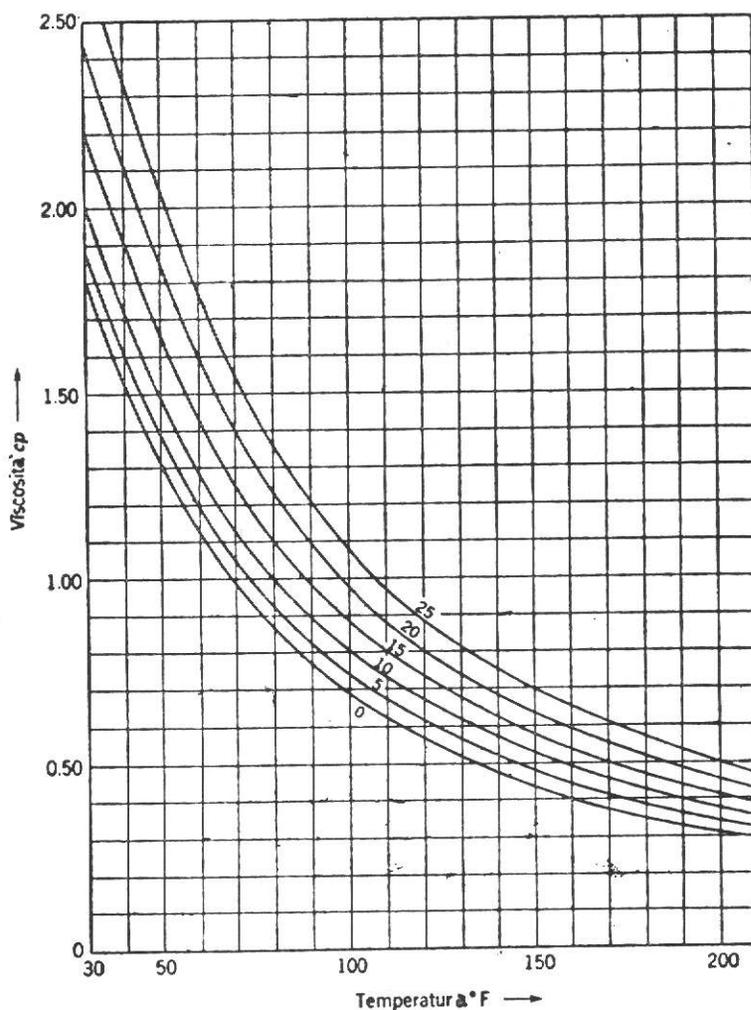


Fig. 81

Relazione fra la viscosita' dell'acqua dolce e la temperatura, e conversione di questa viscosita' alla viscosita' dell'acqua salata a varie concentrazioni.

**Viscosità dell'acqua dolce in funzione della pressione  
a varie temperature**

Pressure psia	32° F	50.5° F	86° F	167° F
14,22	1.79 c.p.	1.40 c.p.	0.876 c.p.	0.398 c.p.
7110	1.68 c.p.	1.35 c.p.	0.897 c.p.	0.413 c.p.
14,220	1.65 c.p.	1.33 c.p.	0.922 c.p.	0.429 c.p.



**Fig. 82**

Viscosità di soluzioni di NaCl in funzione della temperatura di soluzioni contenenti 0,5 - 10 - 15 - 20 e 25 grammi di NaCl per 100 grammi d'acqua (a pressione atmosferica)

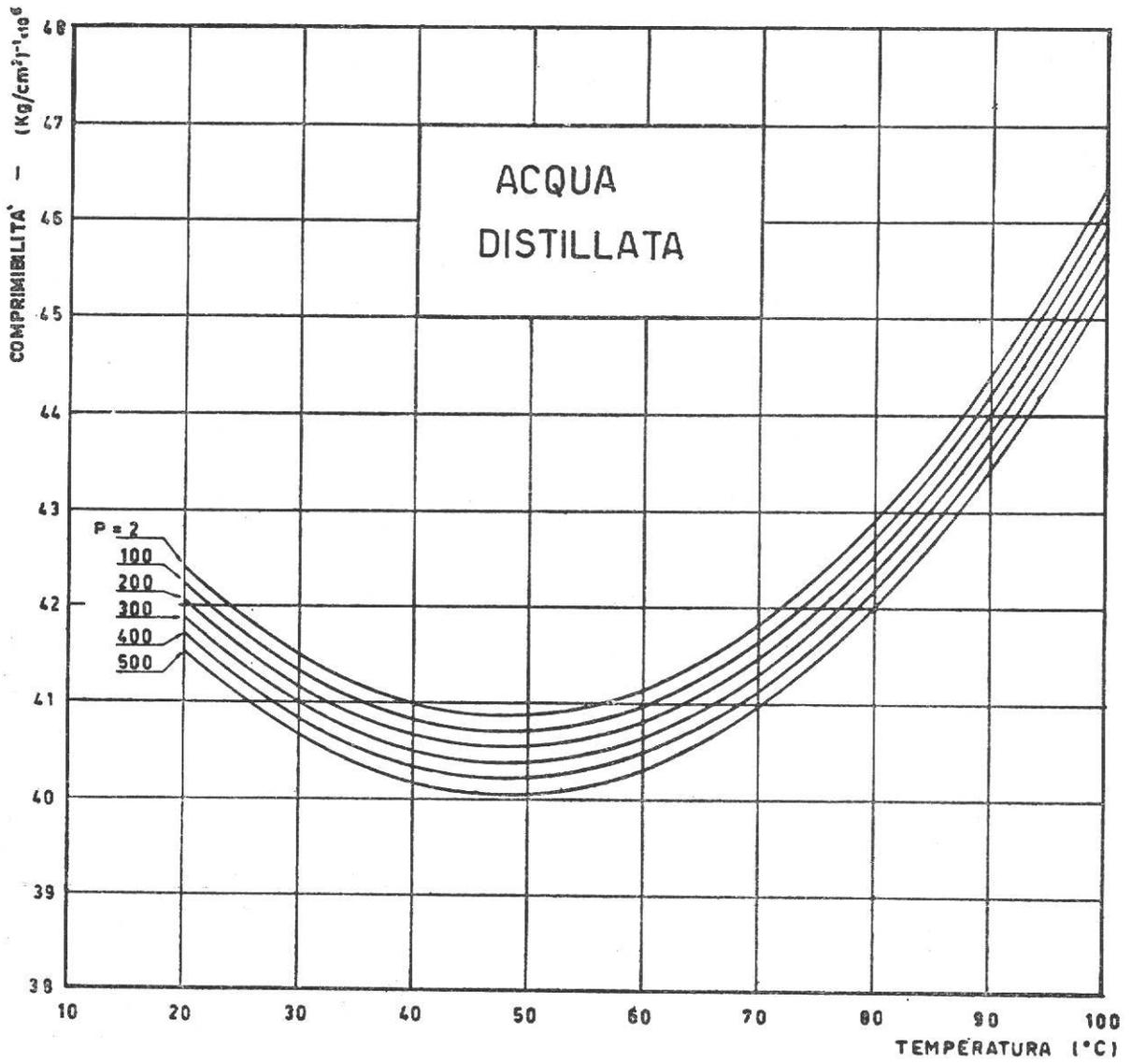


Fig. 83  
Comprimibilità isoterma dell'acqua distillata

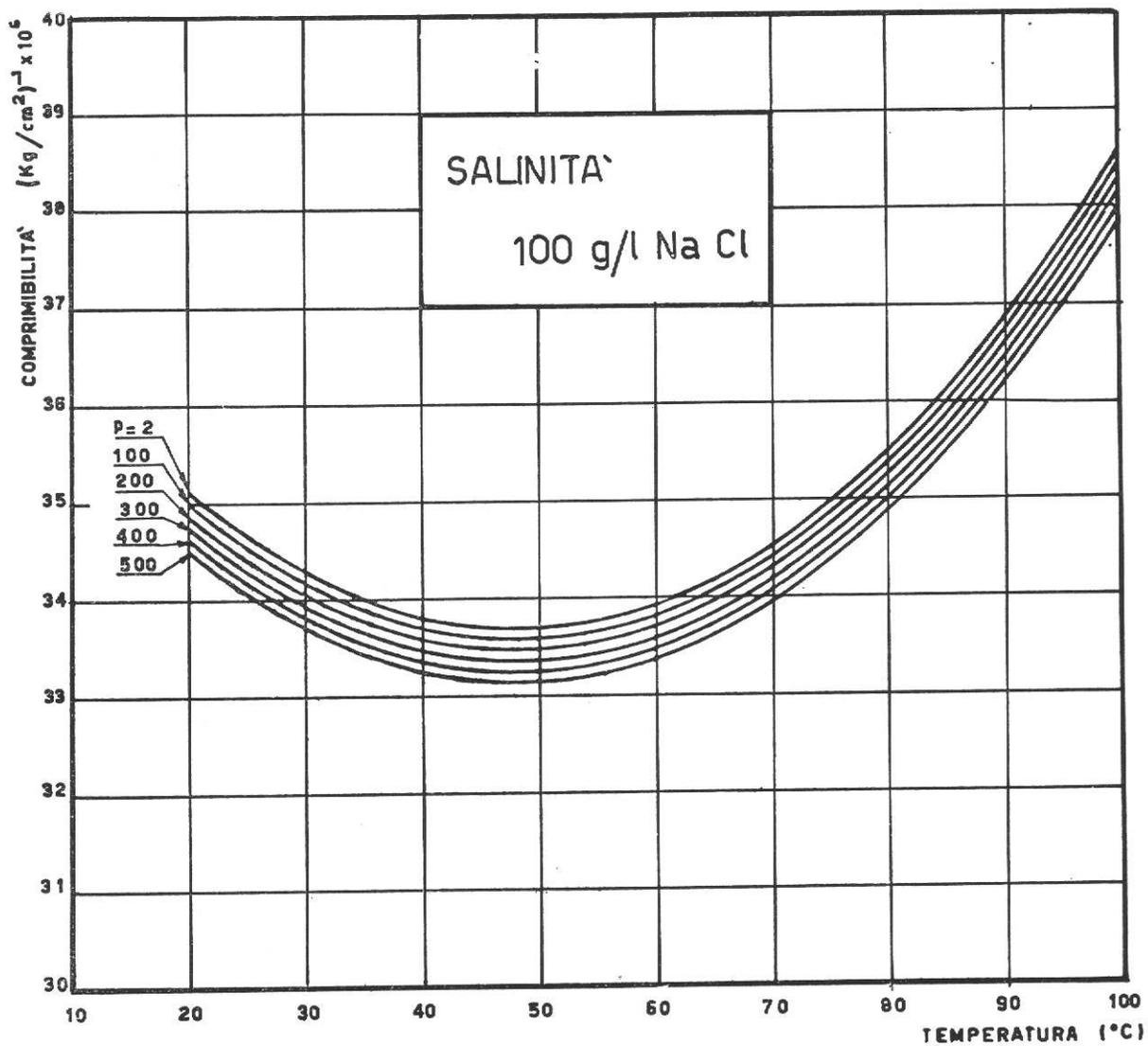


Fig. 84

Comprimibilità isoterma di soluzioni acquose di NaCl a concentrazione di 100 g/l.

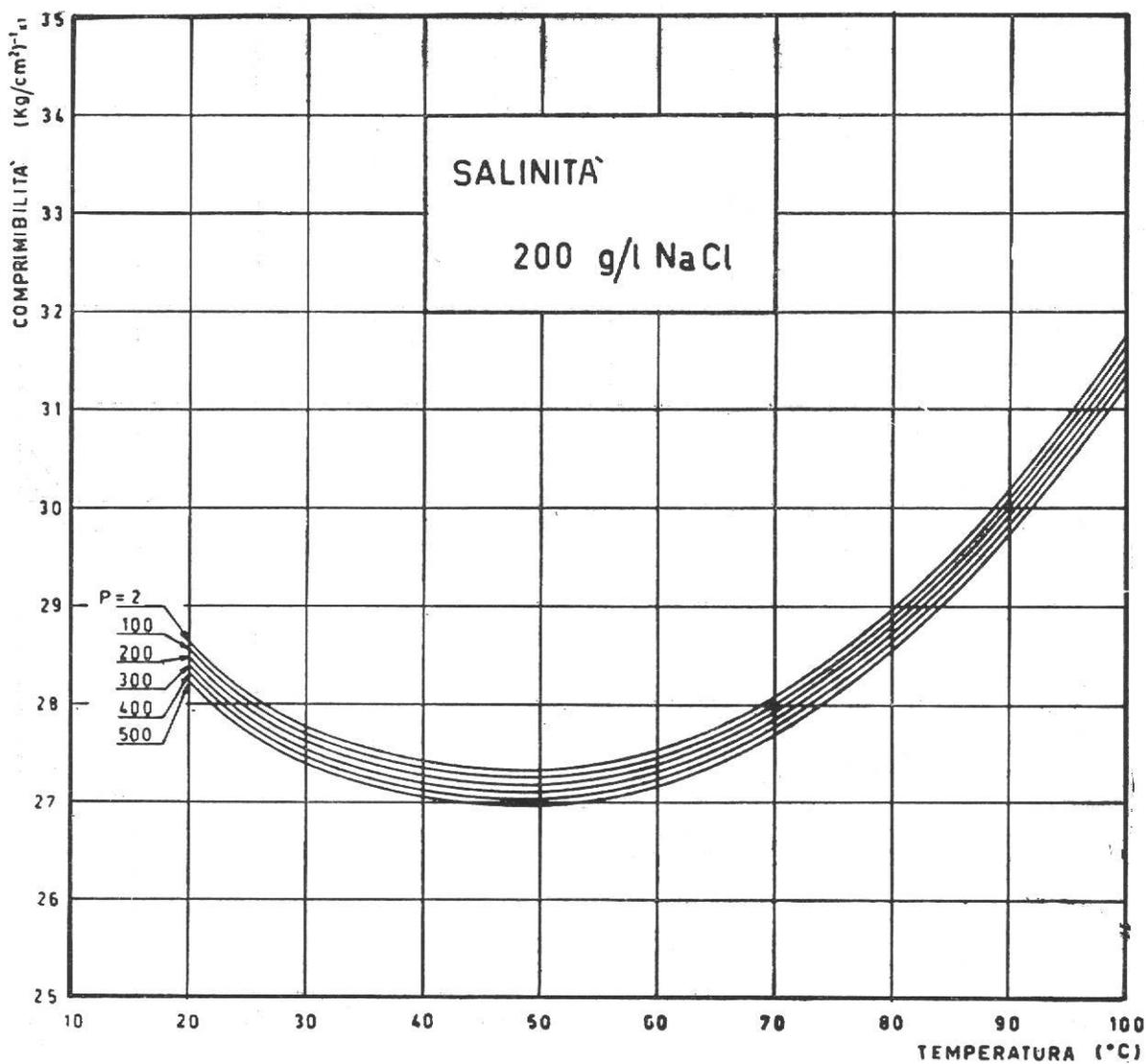


Fig. 85

Comprimibilita` isoterma di soluzioni acquose di Na Cl a concentrazione di 200 g/l.

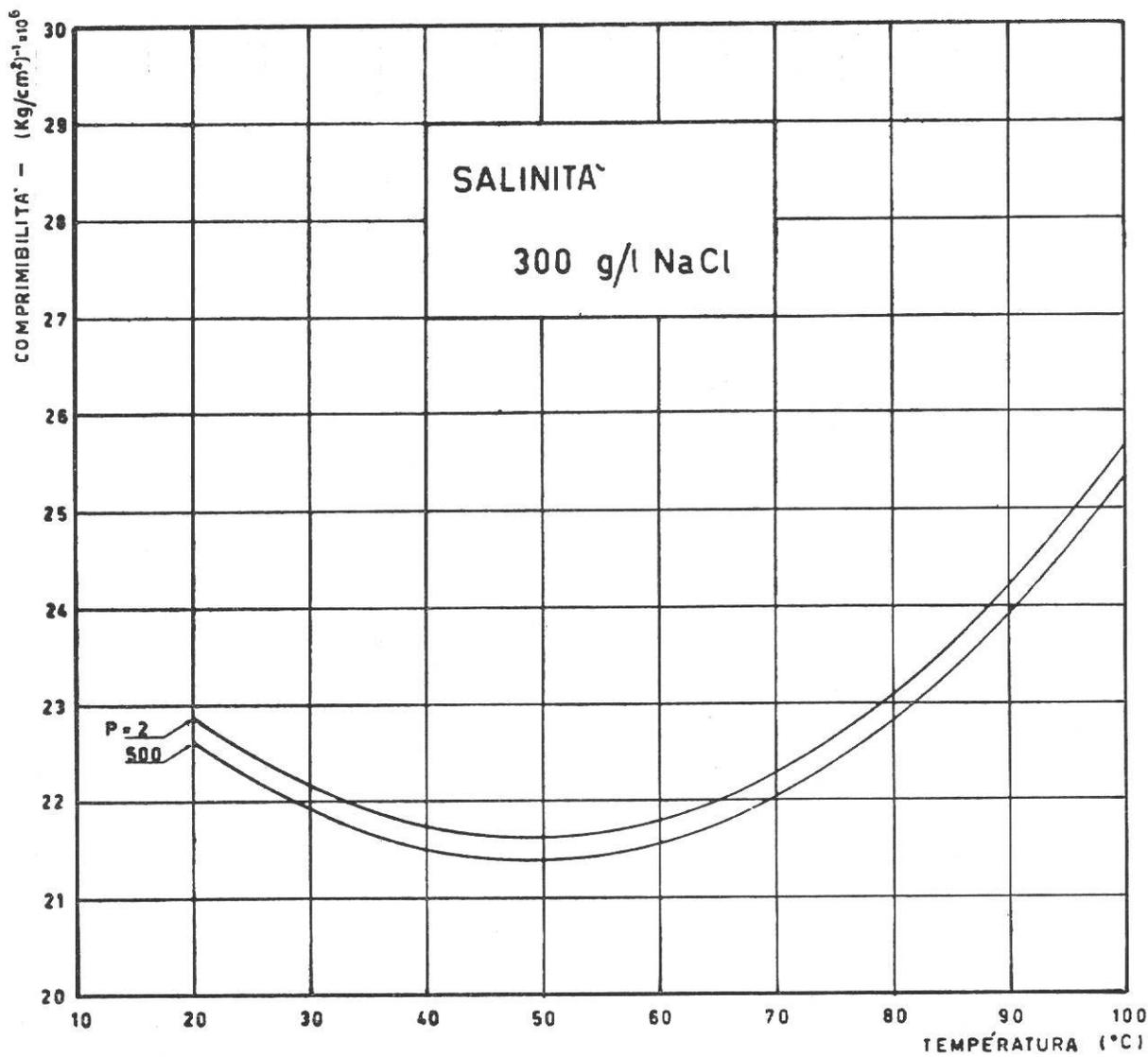


Fig. 86  
Comprimibilita` isotermitica di soluzioni acquose  
di Na Cl a concentrazione di 300 g/l

TABELLA I (dati lab.)

Dati di liberazione differenziale per un campione di fluido alla pressione di campionatura  $p_s$  e alla temperatura di giacimento  $T_r$

C-1	C-2	C-3
P Pressione psi	$G_L$ Gas liberato Cu Ft a SC/Bb1 olio Sat a $P_s$ e $T_r$	$V_r/V_s$ Fattore di Shrinkage diff. Bb1 olio Sat/Bb1 olio a $P_s$ e $T_r$
$P_s = 2190$	0	1.0000
1900	70	.9664
1600	137	.9355
1300	209	.9034
1000	275	.8731
700	347	.8405
400	423	.8029
195	487	.7750
0	646	.6850

TABELLA II (dati lab.)

(Prova del separatore di laboratorio) Dati di separazione Flash di un campione di olio saturo

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6
P Pressione di Separatore psig	GOR Separatore Cu Ft a SC/Bb1 STO	GOR * Stock Tank Cu Ft a SC/Bb1 STO	$V_r/V_s$ Fattore di Shrinkage Flash Bb1 STO/Bb1 camp. olio	API Gvty.	GOR Separatore Cu Ft a SC/Bb1 camp. olio (C-2) × (C-4)
0	1190	0	0.602	42.9	717
20	1060	—	0.635	45.0	675
50**	947	—	0.660	45.7	625
150	802	190	0.665	45.4	525

\* Espanso dalla pressione indicata in C-1 a 0 psi.

\*\* Interpolato dalla curva.

TABELLA III (dati lab.)

Relazioni P.V.T. alla temperatura di giacimento basata su un volume unitario di olio saturo alla pressione di campionatura

C-1	C-2
Pressione in Cella P-V, psi	Volume olio o olio e gas
3500	0.9825
3000	0.9888
Pi = 2500	0.9959
Ps = 2190	1.0000
2130	1.0090
2,075	1.0182
1,970	1.0397
1,835	1.0706
1,680	1.1173
1,525	1.1799
1,380	1.2586
1,240	1.3532
1,120	1.4639
1,000	1.5905
875	1.7809
770	2.0033
570	2.6698
505	2.9881
440	3.4836
390	3.9614
350	4.4636
315	4.9415
290	5.4417
265	5.9194

TABELLA V (dati lab.)

Distillazione flash A.S.T.M. dell'olio campione residuo a 0 P.S.I. e 76 °F

C-1	C-2
Per cento al di sopra	Temp.: °F
IBP	112
5	176
10	212
15	244
20	274
25	300
30	332
35	372
40	418
45	460
50	506
55	550
60	588
65	626

Temp. max. °F . . . . . 652  
 Ricupero % in vol. . . . . 67  
 Residuo % in vol. . . . . 31  
 Perdite % in vol. . . . . 2  
 Densità °API del prodotto alla testa . . . . . 49.9

TABELLA IV (dati lab.)

Analisi del campione di olio

C-1	C-2	C-3	C-4
Componente	Peso per cento	Densità gm/cc a 60° F	Peso molecolare
Metano . . . . .	7.39		
Etano . . . . .	3.96		
Propano . . . . .	5.75		
I-Butano . . . . .	0.79		
N-Butano . . . . .	4.44		
I-Pentano . . . . .	0.84		
N-Pentano . . . . .	2.98		
Esano . . . . .	4.11	0.6826	86
Eptano . . . . .	5.57	0.7263	99
Ottano . . . . .	5.17	0.7430	110
Nonano . . . . .	4.44	0.7623	123
Decano e più pesanti . . . . .	54.56	0.8472	285
	100.00		
Esano e più pesanti . . . . .		0.8147	203

TABELLA VI (dati lab.)

Dati del campione d'olio

Peso specifico del gas di separatore a 0 psi e 60° F . . . . .			1.096
Temperatura °F . . . . .	76	105	134
Pressione di saturazione psi . . . . .	1,865	2,040	2,190
Volume specifico, cu ft/lb . . . . .	0.02331	0.02380	0.02428
Gravità API, dell'olio residuo dalla liberazione differenz. . . . .			45.4

Viscosità centipoise:

Olio saturo a 2190 psi e 134° F . . . . .	0.31
Olio residuo a 74° F . . . . .	2.92
Olio residuo a 105° F . . . . .	1.99
Olio residuo a 134° F . . . . .	1.48

TABELLA VII (dati lab.)

Correzione dei dati di liberazione differenziale per la pressione originale di giacimento  $P_i$  e la temperatura di giacimento  $T_r$

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5
Pressione psi	$G_r$ Gas liberato  Cu Ft a SC/Bb1 olio Sat a $P_s$ e $T_r$ .  dalla Tab. I	$G_r'$ Gas liberato rettificato  Cu Ft a SC/Bb1 olio Sat a $P_i$ e $T_r$ .  (C-2) + 73*/1.035**	$V/V_s$ Fattore di Shrinkage differenziale Bb1 olio Sat/Bb1 olio Sat a $P_s$ e $T_r$ .  dalla Tab. I	$V/V_s$ Fattore di Shrinkage Differenziale rettificato Bb1 olio Sat/Bb1 olio Sat a $P_i$ e $T_r$ .  (C-4)/1.035**
$P_i = 2,500$	- 73*	0	1.0350	1.0000
$P_s = 2,190$	0	70.5	1.0000	.9660
1,900	70	138	.9664	.9345
1,600	137	203	.9355	.9045
1,300	209	272	.9034	.8725
1,000	275	336	.8731	.8430
700	347	406	.8405	.8140
400	423	479	.8029	.7755
195	487	541	.7750	.7490
0	646	695	.6805	.6620

\* Volume correttivo di gas.

\*\* Volume correttivo di olio.

TABELLA VIII

Correzione dei dati P.V.T. (Correzione effettuata sulla base di un barile di olio saturato alla pressione originale di giacimento)

$$\text{Equazione: } Y_r = \frac{(P_s - P)}{P \left( \frac{u}{u_0} - 1 \right)}$$

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9
P Pressione, psig	P Pressione, psia	$\left( \frac{B_r}{B_{o1}} \right)$ Vol. rel. dati di lab. Tab. III	$P_s - P$	$P \left( \frac{B_r}{B_{o1}} - 1 \right)$ (C-2) [[C-3]-1]	$\frac{Y_r}{(C-4)}$ (C-5)	$Y_r^*$ Valori della curva interpolata	$P_1 - P$	$\left( \frac{B_r}{B_{o1}} \right)$ rettificata (C-8) $\frac{+1}{(C-2)(C-7)}$
$P_1 = 2500$	2515					3.2270	—	1.0000
2400	2415					3.1459	100	1.0132
2300	2315					3.0638	200	1.0282
$P_s = 2190$	2205	1.0000	—	—	—	2.9749	310	1.0473
2130	2145	1.0090	60	19.31	3.1072	2.9275	370	1.0589
2075	2090	1.0182	115	38.04	3.0232	2.8802	425	1.0706
1970	1985	1.0397	220	78.80	2.7913	2.7913	530	1.0957
1835	1850	1.0706	355	130.61	2.7179	2.6811	665	1.1341
1680	1695	1.1175	510	198.82	2.5652	2.5546	820	1.1894
1525	1540	1.1799	665	277.05	2.4000	2.4299	975	1.2606
1380	1395	1.2586	810	360.75	2.2454	2.3121	1120	1.3472
1240	1255	1.3532	950	443.27	2.1430	2.1971	1260	1.4570
1120	1135	1.4639	1070	526.53	2.0319	2.0985	1380	1.5794
1000	1015	1.5905	1190	599.36	1.9855	2.0019	1500	1.7382
875	890	1.7809	1315	695.00	1.8918	1.8976	1625	1.9622
770	785	2.0033	1420	787.59	1.8029	1.8097	1730	2.2178
570	585	2.6698	1620	978.83	1.6580	1.6502	1930	2.9991
505	520	2.9881	1685	1033.81	1.6300	1.5952	1995	3.4051
440	455	3.4836	1750	1130.04	1.5488	1.5411	2060	3.9378
390	405	3.9614	1800	1199.37	1.5024	1.5024	2110	4.4677

TABELLA IX

Calcolo della composizione del gas del gas cap in equilibrio con l'olio di giacimento alla temperatura di giacimento di 134 °F e alla pressione di 2190 psig

Equazione:  $y = K x$

Dati: Pressione = 2190 psig; Temp. = 134° F.

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9
Compo- nente	x Analisi degli idrocarburi del liquido X <sub>o</sub> Fraz. Mol da Tab. X	K* Costanti di equilibrio a 2190 psig e 134° F.	KP  2205 (C-3)	$b \left( \frac{1}{T_b} - \frac{1}{T} \right)$	KP Da correla- zione curva di K P vs. b	K  (C-6) 2205	y Analisi degli idrocarburi del vapore calcolata Fraz. Mol (C-7) (C-2)	y Analisi degli idrocarburi del vapore rettificata Fraz. Mol (C-8)  Σ(C-8)
Metano	.3572	2.600	5,733	2.650	5,733	2.600	.9287	.8087
Etano	.1021	.864	1,240	1.873	2,420	1.098	.1121	.0976
Propano	.1011	.562	1,906	1.291	1,300	.590	.0597	.0520
Butano	.0697	.343	756	.830	780	.354	.0247	.0215
Pentano	.0411	.149	469	.328	450	.204	.0084	.0073
Esano	.0370	.158	349	.167	265	.120	.0044	.0038
Eptano	.0436	—	—	.574	172**	.078	.0034	.0030
Ottano	.0364	—	—	.068	110**	.050	.0018	.0016
Nonano	.0280	—	—	1.345	73**	.033	.0009	.0008
Decano	.1838	—	—	1.699	50**	.023	.0042	.0037
	1.0000						1.1483	1.0000

\* Dati come segue: C<sub>1</sub> Buckley, C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> Incl., Katz & Hackmuth (Interpolati per la temperatura di 134° F.).

\*\* Valori estrapolati.

TABELLA X

Analisi originale degli idrocarburi ed altri dati caratteristici

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9
Compo- nente	Peso % Dati di lab.	Peso molecol. Bibliogr.  Dati di lab.	Mole/100  Prod. sat. (C-2) (C-3)	x. Analisi degli idrocarb. del campione di olio X. Fraz. Mol. (C-4) $\Sigma(C-4)$	Densità gm/cc a 60° F.	Densità  Lb/gal a 60° F.  8.345(C-6)	(gal/mol)  Dati Bibl. o (C-3) (C-7)	Vapore equival.  Cu Ft vap/gal liquido a 60° F.  379/(C-8)
Metano	7.39	16.03	.4610	.3512	Dati Lab.		7.05	53.8
Etano	3.96	30.05	.1318	.1021			9.0	52.0
Propano	5.75	44.06	.1305	.1011			10.37	36.6
I-Butano	0.79	58.08	.0136	.0105			12.34	30.8
N-Butano	4.44	58.08	.0764	.0592			11.92	31.8
I-Pentano	0.84	72.09	.0117	.0091			13.84	27.4
N-Pentano	2.98	72.09	.0413	.0320			13.69	27.7
Esano	4.11	86.	.0478	.0370	.6826	5.696	15.098	25.10
Eptano	5.57	99.	.0563	.0436	.7263	6.061	16.334	23.20
Ottano	5.17	110.	.0470	.0364	.7430	6.200	17.742	21.36
Nonano	4.44	123.	.0361	.0280	.7623	6.361	19.337	19.60
Decano	54.56	230.*	.2372	.1838	.8567*	7.149	32.172	11.78
	100.00		1.2907	1.0000				

\* Valori rettificati per permettere di affrontare i dati di separazione calcolati con quelli di laboratorio.

TABELLA XI

Separazione atmosferica  
(Controllo dei risultati di laboratorio e calcoli di Flash)

Equazioni:  $y_{st} = \frac{K x_o}{V_{st}(K-1) + 1}$ ;  $x_{st} = \frac{y_{st}}{K}$ ;  $X_o = V_{st} + L_{st}$

Dati: Condizioni di Flash; Liquido X° da 2190 psig - 134° F. a 0 psig - 70° F.

$V_{st}$  (stimato) = .6485     $L_{st}$  = .3515

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8
Compo- nente	$x_o$ Analisi degli idrocarburi dell'olio di giac. in cond. orig. $X_o$ Fraz. Mol Tab. X	K Costanti di equilibri a 0 psig e 70° F	$K x_o$  (C-2)(C-3)	  (C-3)-1	$V_{st}(K-1)+1$  $V_{st}(C-5)+1$	$y_{st}$ Analisi degli idrocarburi del vapore allo stock tank $V_{st}$  Fraz. Mol. (C-4)/(C-6)	Analisi degli idrocarburi del liquido allo stock tank $L_{st}$  Fraz. Mol. (C-7)/(C-3)
Metano	.3572	221.10	78.97692	220.10	143.73485	.5497	.0025
Etano	.1021	32.99	3.36828	31.99	21.74552	.1549	.0047
Propano	.1011	8.299	.83903	7.299	5.73340	.1463	.0176
I-Butano	.0105	3.197	.03357	2.197	2.42475	.0138	.0043
N-Butano	.0592	2.180	.12906	1.180	1.76523	.0731	.0335
I-Pentno	.0091	.898	.00817	.1020	.93335	.0087	.0097
N-Pentano	.0320	.6463	.02068	.3537	.77063	.0268	.0415
Esano	.0370	.2177	.00805	.7823	.49268	.0163	.0751
Eptano	.0436	.0701	.00306	.9299	.39696	.0077	.1098
Ottano	.0364	.0223	.00081	.9777	.46596	.0022	.0995
Nonano	.0280	.0066	.00018	.9934	.35578	.0005	.0787
Decano	.1838	—	—	1.0000	.35150	—	.5231
	<u>1.0000</u>					<u>1.0000</u>	<u>1.0000</u>

\* Gli indici 0, 1, 2, e st. si riferiscono rispettivamente alle condizioni di giacimento, primo separatore, secondo separato e stock tank.

TABELLA XII

Separazione atmosferica  
 Calcolo delle caratteristiche dei fluidi dai risultati dei calcoli di flash  
 (Controllo dei risultati di laboratorio e calcoli di flash)

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10
Componente	Y <sub>st</sub> Analisi degli idro- carburi del vapore allo Stock tank V <sub>st</sub>  Fraz. Mol Tab XI	X <sub>st</sub> Analisi degli idro- carburi del liquido allo Stock tank L <sub>st</sub>  Fraz. Mol Tab XI	Peso Mol del compo- nente  Tab X	Gal/mol del compo- nente  Tab X	Vapore equivalente cu ft Vapore/gal componente  Tab X	Feso Mol vapore allo Stock tank V <sub>st</sub>  (C-2)(C-4)	GPM* vapore V <sub>st</sub> Stock tank  1000(C-2) (C-6)	Gal/mol liquido L <sub>st</sub> Stock tank  (C-3)(C-5)	Lb/mol liquido L <sub>st</sub> Stock tank  (C-3)(C-4)
Metano	.5497	.0025	16.03	7.05	53.80	8.8117		.0176	.0401
Etano	.1549	.0047	30.05	9.00	42.00	4.6547	3.997	.0423	.1412
Propano	.1463	.0176	44.06	10.37	36.60	6.4460	.448	.1825	.7755
I-Butano	.0138	.0043	58.08	12.34	30.80	.8015	2.299	.0531	.2497
N-Butano	.0731	.0335	58.08	11.92	31.80	4.2456	2.299	.3993	1.9457
I-Pentano	.0087	.0097	72.09	13.84	27.40	.6272	.318	.1342	.6993
N-Pentano	.0268	.0415	72.09	13.69	27.70	1.9320	.968	.5681	2.9917
Esano	.0163	.0751	86	15.098	25.10	1.4018	.649	1.1339	6.4586
Eptano	.0077	.1098	99	16.334	23.20	.7623	.332	1.7935	10.8702
Ottano	.0022	.0995	110	17.742	21.36	.2420	.103	1.7653	10.9450
Nonano	.0005	.0787	123	19.337	19.60	.0615	.026	1.5218	9.6801
	—	.5231	230	32.172	11.78	—	—	16.8292	120.3130
	1.0000	1.0000				29.9864	9.140	24.4409	165.1101

TABELLA XIII

Calcolo delle caratteristiche del fluido dai risultati dei calcoli di flash  
 (Controllo della validità dei dati di laboratorio e calcoli di flash)

\* GPM: C<sub>3</sub> = 3.997; C<sub>4</sub> = 2.747; C<sub>5+</sub> = 2.396.

Gravità dell'olio allo stock tank:

$$\frac{\text{lb/mol}}{\text{gal/mol}} = \frac{\text{lb}}{\text{gal}} = \frac{165.1101}{24.4409} = 6.756; \quad 42.9 \text{ API}$$

Rapporto gas-olio allo stock tank:

$$\frac{V_{st} \text{ (cu ft/mol) (gal/bbl)}}{L_{st} \text{ (gal/mol)}} = \frac{6485 \times 379 \times 42}{.3515 \times 24.4409} = 1202 \text{ cu ft/gas a SC/bbl STO}$$

Fattore di shrinkage Flash:

$$V_R/V_S = \frac{(\text{gal/mol}) (\text{mol/bbl}) L_{st}}{(\text{gal/bbl})} = \frac{24.4409 \times 2.9431 \times .3515}{42} = .602 \text{ bl STO/bbl orig. separ. olio}$$

Densità del gas di separatore:

$$SG = \frac{\text{mol wt gas}}{\text{mol wt aria}} = \frac{29.9864}{28.97} = 1.0351$$

Mols per bbl di olio di giacimento in condizioni originali:

$$\text{mol/bbl} = \frac{(\text{mol}/100 \text{ lb}) (\text{cu ft}/\text{bbl})}{(100) (\text{cu ft}/\text{lb})} = \frac{100 \times .024625^*}{1.2907 \times 5.615} = 2.9431$$

\* Dato rettificato per essere in accordo con i calcoli e con il fattore di shrinkage misurato in laboratorio.

TABELLA XIV

Separazione a singolo stadio  
 Calcoli di flash - Campione di fondo al separatore del primo stadio

Equazioni:  $y_1 = \frac{K x_o}{V_1(K-1) + 1}$ ;  $x_1 = \frac{y_1}{K}$ ;  $X_o = V_1 + L_1$

Dati: Condizioni di Flash; Liquido  $X_o$  da 2190 psig - 134° F. a 100 psig - 70° F.  
 $V_1$  stimato = .5052  $L_1 = .4948$

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8
Compo- nente	$x_o$ Analisi degli idrocarb. dell'olio originale di giacimento Fraz. Mol. Tab. X	K Costanti di equilibrio a 100 psig e 70° F.	$K x_o$	K-1	$V_1(K-1)+1$	$y_1$ Analisi degli idrocarb. del vapore del primo stadio $V_1$ Fraz. Mol. (C-4)/(C-6)	$x_1$ Analisi degli idrocarb. del liquido del primo stadio $L_1$ Fraz. Mol. (C-7)/(C-3)
			(C-2)(C-3)	(C-3)-1	$V_1(C-5)+1$		
Metano	.3572	28.6399	10.23017	27.6399	14.96368	.6836	.0239
Etano	.1021	4.3679	.44596	3.3679	2.70146	.1651	.0378
Propano	.1011	1.0985	.11106	0.0985	1.04976	.1058	.0963
I-Butano	.0105	.4294	.00451	.5706	.71173	.0063	.0148
N-Butano	.0592	.3043	.01801	.6957	.64853	.0278	.0913
I-Pentano	.0091	.1238	.00113	.8762	.55734	.0020	.0163
N-Pentano	.0320	.0933	.00299	.9067	.54194	.0055	.0590
Esano	.0370	.0329	.00122	.9671	.51142	.0024	.0723
Eptano	.0436	.0121	.00053	.9879	.50091	.0011	.0870
Ottano	.0364	.0042	.00015	.9958	.49692	.0003	.0733
Nonano	.0280	.0013	.00004	.9987	.49546	.0001	.0565
Decano	.1838	—	—	1.0000	.49480	—	.3715
	1.0000					1.0000	1.0000

\* Gli indici 0, 1, 2, e st. indicano rispettivamente le condizioni di giacimento, separatore del primo stadio, separatore del secondo stadio e stock tank.

TABELLA XV

Separazione a singolo stadio  
Calcolo di flash - Liquido del primo stadio allo stock tank \*

$$\text{Equazioni: } v_{st} = \frac{K x_1}{V_{st}(K-1) + 1}; \quad x_{st} = \frac{y_{st}}{K}; \quad L_1 = V_{st} + L_{1st}$$

Dati: Condizioni di Flash; liquido  $L_1$  da 100 psig - 70° F. a 0 psig - 70° F.  
 $V_{st}$  stimato = .1507;  $L_{st}$  = .8493

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8
Compo- nente	$x_1$ Analisi degli idrocarb. del liquido del separat. del primo stadio $L_1$ Fraz. Mol. Tab. XIV	K Costanti di equilibrio a 0 psig e 70° F.	$K x_1$  (C-2)/(C-3)	K-1  (C-3)-1	$V_{st}(K-1)+1$  $V_{st}(C-5)+1$	Analisi degli idrocarb. del vapore allo stock tank $V_{st}$  Fraz. Mol. (C-4)/(C-6)	$x_{st}$ Analisi degli idrocarb. del liquido allo stock tank $L_{st}$ Fraz. Mol. (C-7)/(C-3)
Metano	.0239	217.0068	5.18646	216.0066	33.55222	.1546	.0007
Etano	.0378	21.3946	1.18672	30.3946	5.58047	.2127	.0068
Propano	.0963	7.6667	.73830	6.6667	2.00467	.3681	.0480
I-Butano	.0148	2.9184	.04319	1.9184	1.28910	.0335	.0115
N-Butano	.0913	1.9796	.18074	0.9796	1.14763	.1575	.0796
I-Pentano	.0163	.7993	.01303	.2007	.96975	.0134	.0168
N-Pentano	.0590	.5755	.03395	.4245	.93603	.0363	.0630
Esano	.0723	.1918	.01387	.8082	.87820	.0158	.0823
Eptano	.0870	.0602	.00524	.9398	.85837	.0061	.1014
Ottano	.0733	.0188	.00138	.9812	.85213	.0016	.0860
Nonano	.0565	.0056	.00032	.9944	.85014	.0004	.0665
Decano	.3715	—	—	1.0000	.84930	—	.4374
	1.0000					1.0000	1.0000

\* Gli indici 0, 1, 2, e st. indicano rispettivamente le condizioni di giacimento, separatore del primo stadio, separatore del secondo stadio e stock tank.

TABELLA XVI

Separazione a singolo stadio  
Calcolo delle caratteristiche dei fluidi risultati dal calcolo di flash

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10	C-11	C-12
Componente	$Y_i$ Analisi degli idro- carburi del vapore del primo stadio $V_1$  Fraz. Mol Tab XIV	$X_1$ Analisi degli idro- carburi del li- quido del primo stadio $L_1$  Fraz. Mol Tab XIV	$Y_{i+}$ Analisi degli idro- carburi del vapore allo Stock tank $V_{st}$ Fraz. Mol Tab XV	$X_{i+}$ Analisi degli idro- carburi del liquido allo Stock tank $L_{st}$ Fraz. Mol Tab XV	Peso Mol dei compo- nenti  Tab X	Gal/mol dei compo- nenti  Tab X	Vapore EQUI- valente Cu Ft Vap/Gal Compo- nente  Tab X	GFMA Primo stadio Vapore $V_1$  1000(C-2) (C-8)	Vapore allo Stock tank $V_{st}$ GPMb  1000(C-4) (C-8)	Gal/mol Liquido allo Stock tank  (C-5)(C-7)	Lb/mol Liquido allo Stock tank  (C-5)(C-6)
Metano	.6836	.0239	.1546	.0007	16.03	7.050	53.80			.0049	.0112
Etano	.1651	.0378	.2127	.0068	30.05	9.000	42.00			.0612	.2043
Propano	.1058	.0963	.3681	.0480	44.06	10.370	36.60	2.891	10.057	.4978	2.1149
I-Butano	.0063	.0148	.0335	.0115	58.08	12.340	30.80	.205	1.088	.1419	.6679
N-Butano	.0278	.0913	.1575	.0796	58.08	11.920	31.80	.874	4.953	.9488	4.6232
I-Pentano	.0020	.0163	.0134	.0168	72.09	13.840	27.40	.073	.489	.2325	1.2111
N-Pentano	.0055	.0590	.0363	.0630	72.09	13.690	27.70	.199	1.310	.8625	4.5417
Esano	.0024	.0723	.0158	.0823	86	15.098	25.10	.096	.629	1.2426	7.0778
Eptano	.0011	.0870	.0061	.1014	99	16.334	23.20	.047	.263	1.6563	10.0386
Ottano	.0003	.0733	.0016	.0860	110	17.742	21.36	.014	.075	1.5258	9.4600
Nonano	.0001	.0565	.0004	.0665	123	19.337	19.60	.005	.020	1.2859	8.1795
Decano	—	.3715	—	.4374	230	32.172	11.78	—	—	14.0720	100.6020
	1.0000	—	1.0000	1.0000				4.404	18.884	22.5322	148.7322

<sup>a</sup> GPM vapore del primo stadio:  $C_3 = 2.891$ ;  $C_4 = 1.079$ ;  $C_{5+} = .434$ .

<sup>b</sup> GPM vapore allo stock tank:  $C_3 = 10.057$ ;  $C_4 = 6.041$ ;  $C_{5+} = 2.786$ .

TABELLA XVII

Separazione a singolo stadio  
Calcolo delle caratteristiche del fluido dai risultati dei calcoli di flash

Gravità dell'olio di stock tank:

$$\frac{\text{lb/mol}}{\text{gal/mol}} = \frac{\text{lb}}{\text{gal}} = \frac{148.7322}{22.5322} = 6.6009 = 47^\circ \text{ API}$$

Rapporto gas-olio di separatore:

$$\frac{V_1 \text{ (cu ft/mol) (gal/bbl)}}{L_1 \times L_{st} \text{ (gal/mol)}} = \frac{.5052 \times 379 \times 42}{.4948 \times .4893 \times 22.5322} = 849 \text{ cu ft gas a SC/bbl STO}$$

Rapporto gas-olio di stock tank:

$$\frac{V_{st} \text{ (cu ft/mol) (gal/bbl)}}{L_{st} \text{ (gal/mol)}} = \frac{.1507 \times 374 \times 42}{.8493 \times 22.5322} = 125 \text{ cu ft gas a SC/bbl STO}$$

Fattore di shrinkage Flash:

$$V_R/V_S = \frac{(\text{gal/mol}) (\text{mol/bbl}) L_1 \times L_{st}}{(\text{gal/bbl})} = \frac{22.5322 \times 2.9431 \times .4948 \times .8493}{42} = 0.6635 \text{ bbl STO/bbl camp. orig. olio.}$$

TABELLA XVIII

Separazione a doppio stadio

Calcoli di flash - Liquido del primo stadio al separatore del secondo stadio \*

$$\text{Equazioni: } y_2 = \frac{K x_1}{V_2(K-1)+1}; \quad x_2 = \frac{y_2}{K}; \quad V_1 = V_2 + L_2$$

Dati: Condizioni di Flash; liquido L<sub>1</sub> da 100 psig - 70° F. a 10 psig - 70° F.

V<sub>2</sub> stimato = .09684; L<sub>2</sub> = .90316

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8
Compo- nente	x <sub>1</sub> Analisi degli idrocarb. del liquido sep. al 1° stadio L <sub>1</sub> Fraz. Mol. Tab. XIV	K Costante di equilibrio a 10 psig e 70° F.	K x <sub>1</sub>	K-1	V <sub>2</sub> (K-1)+1	y <sub>2</sub> Analisi degli idrocarb. del vapore del secondo stadio V <sub>2</sub> Fraz. Mol. (C-4)/(C-6)	x <sub>2</sub> Analisi degli idrocarb. del secondo stadio L <sub>2</sub> Fraz. Mol. (C-7)/(C-3)
			(C-2)(C-3)	(C-3)-1	V <sub>2</sub> (C-5)+1		
Metano	.0239	129.3522	3.09152	128.3522	13.42963	.2302	.0018
Etano	.0378	18.7449	.70856	17.7449	2.71842	.2607	.0139
Propano	.0963	4.6356	.44641	3.6356	1.35207	.3301	.0712
I-Butano	.0148	1.7773	.02630	0.7773	1.07527	.0245	.0138
N-Butano	.0913	1.2267	.11200	0.2267	1.02195	.1096	.0893
I-Pentano	.0163	.4960	.00808	-.5040	.95119	.0085	.0171
N-Pentano	.0590	.3522	.02078	-.6478	.93727	.0222	.0629
Esano	.0723	.1182	.00855	-.8818	.91461	.0093	.0791
Eptano	.0870	.0388	.00338	-.9612	.90692	.0037	.0959
Ottano	.0733	.0123	.00090	-.9877	.90435	.0010	.0811
Nonano	.0565	.0033	.00019	-.9967	.90348	.0002	.0625
Decano	.3715	—	—	-1.0000	.90316		«4114
	1.0000						1.0000

\* Gli indici 0, 1, 2 e st. indicano rispettivamente: condizioni in giacimento, separatore del primo stadio, separatore del secondo stadio e stock tank.

TABELLA XIX

Separazione a doppio stadio  
 Calcoli di flash - Liquido dal secondo stadio allo stock tank

Equazioni:  $y_{st} = \frac{K x_2}{V_{st} (K-1) + 1}$ ;  $x_{st} = \frac{y_{st}}{K}$ ;  $L_2 = V_{st} + L_{st}$

Dati: Condizioni di Flash; liquido L<sub>2</sub> da 10 psig - 70° F. a 0 psig - 70° F.

V<sub>st</sub> stimato = .0325 L<sub>st</sub> = .9675

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8
Compo- nente	x <sub>2</sub> Analisi degli idrocarb. del liquido del sep. 2° stadio L <sub>2</sub>	K Costanti di equilibrio a 0 psig e 70° F.	K x <sub>2</sub>	K-1	V <sub>st</sub> (K-1)+1	y <sub>st</sub> Analisi degli idrocarb. del vapore dello stock tank V <sub>st</sub>	x <sub>st</sub> Analisi degli idrocarb. del liquido dello stock tank L <sub>st</sub>
	Fraz. Mol. Tab. XVIII		(C-2)(C-3)	(C-3)-1	V <sub>st</sub> (C-5)+1	Fraz. Mol. (C-4)/(C-6)	Fraz. Mol. (C-7)/(C-3)
Metano	.0018	217.0068	.39061	216.0068	8.02022	.0487	.0002
Etano	.0139	31.3946	.43638	30.3946	1.98782	.2195	.0070
Propano	.0712	7.6667	.54587	6.6667	1.21667	.4485	.0585
I-Butano	.0138	2.9184	.04027	1.9184	1.06235	.0379	.0130
N-Butano	.0893	1.9796	.17678	0.9796	1.03184	.1713	.0865
I-Pentano	.0171	.7993	.01367	— .2007	.99348	.0138	.0172
N-Pentano	.0629	.5755	.03620	— .4245	.98620	.0367	.0638
Esano	.0791	.1918	.01517	— .8082	.97373	.0156	.0812
Eptano	.0959	.0602	.00507	— .9398	.96946	.0060	.0989
Ottano	.0811	.0188	.00152	— .9812	.96811	.0016	.0838
Nonano	.0625	.0056	.00035	— .9944	.96768	.0004	.0646
Decano	.4114	—	—	— 1.0000	.96750	—	.4253
	1.0000					1.0000	1.0000

\* Gli indici 0, 1, 2 e st. indicano rispettivamente: condizioni di giacimento, separatore del primo stadio, separatore del secondo stadio e stock tank.

TABELLA XX

Separazione a doppio stadio  
Calcolo delle caratteristiche dei fluidi dai risultati dei calcoli di flash

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10	C-11	C-12
Componente	$y_2$ Analisi degli idro- carburi nel va- pore del secondo stadio $V_2$ Fraz. Mol	$x_2$ Analisi degli idro- carburi nel li- quido del secondo stadio $L_2$ Fraz. Mol	$y_{st}$ Analisi degli idro- carburi nel va- pore del secondo stadio allo Stock tank $V_{st}$ Fraz. Mol Tab XIX	$x_{st}$ Analisi degli idro- carburi nel liquido allo Stock tank $L_{st}$ Fraz. Mol Tab XIX	Peso Mol. dei compo- nenti Tab X	Gal/mol dei compo- nenti Tab X	Vapore Equiv. cu ft/gal di comp. Tab X	GPM <sup>a</sup> secondo stadio vapore $V_2$ 1000(C-2) (C-8)	GPM <sup>b</sup> vapore Stock tank $V_{st}$ 1000(C-4) (C-8)	Gal/mol liquido Stock tank $L_{st}$ (C-5)(C-7)	Lb/mol liquido Stock tank $L_{st}$ (C-5)(C-6)
Metano	.2302	.0018	.0487	.0002	16.03	7.050	53.80			.0014	.0032
Etano	.2607	.0139	.2195	.0070	30.05	9.000	42.00			.0630	.2104
Propano	.3301	.0712	.4485	.0585	44.06	10.370	36.60	9.019	12.254	.6066	2.5775
I-Butano	.0245	.0138	.0379	.0130	58.08	12.340	30.80	.795	1.231	.1604	.7550
N-Butano	.1096	.0893	.1713	.0865	58.08	11.920	31.80	3.447	5.387	1.0311	5.0239
I-Pentano	.0085	.0171	.0138	.0172	72.09	13.840	27.40	.310	.504	.2380	1.2399
N-Pentano	.0222	.0629	.0367	.0638	72.09	13.690	27.70	.801	1.325	.8734	4.5993
Esano	.0093	.0791	.0156	.0812	86	15.098	25.10	.371	.622	1.2260	6.9832
Eptano	.0037	.0959	.0060	.0989	99	16.334	23.20	.159	.259	1.6154	9.7911
Ottano	.0010	.0811	.0016	.0838	110	17.742	21.36	.047	.075	1.4868	9.2180
Nonano	.0002	.0625	.0004	.0646	123	19.337	19.60	.010	.020	1.2492	7.9458
Decano	—	.4114	—	.4253	230	32.172	11.78	—	—	13.6828	97.8190
	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000				14.959	21.677	22.2341	146.1664

<sup>a</sup> GPM vapore nel secondo stadio:  $C_3 = 9.019$ ;  $C_4 = 4.242$ ;  $C_5 = 1.698$ .

<sup>b</sup> GPM vapore nello stock tank:  $C_3 = 12.254$ ;  $C_4 = 6.618$ ;  $C_5 = 2.805$ .

TABELLA XXI

Separazione a due stadi  
Calcolo delle caratteristiche del fluido dai risultati dei calcoli di flash

Gravità dell'olio stock tank:

$$\frac{\text{lb/mol}}{\text{gal/mol}} = \frac{146.1664}{22.2341} = 6.5740 \quad 47.7^\circ \quad \text{API}$$

Rapporto gas-olio al separatore da 100 psi:

$$\frac{V_1 \text{ (cu ft/mol) (gal/bbl)}}{L_1 \times L_2 \times L_{st} \text{ (gal/mol)}} = \frac{(.5052) (379) (42)}{(.4948) (.90316) (.9675) (22.2341)} = 837 \text{ cu ft/bbl STO}$$

Rapporto gas-olio al separatore da 10 psi:

$$\frac{V_2 \text{ (cu ft/mol) (gal/bbl)}}{L_2 \times L_{st} \text{ (gal/mol)}} = \frac{(.09684) (379) (42)}{(.90316) (.9675) (22.2341)} = 79 \text{ cu ft/bbl STO}$$

Rapporto gas-olio allo stock tank:

$$\frac{V_{st} \text{ (cu ft/mol) (gal/bbl)}}{L_{st} \text{ (gal/mol)}} = \frac{(.03250) (379) (42)}{(.9675) (22.2341)} = 24 \text{ cu ft/bbl STO}$$

Fattore di contrazione Flash:

$$V_R/V_s = \frac{(\text{gal/mol}) (\text{mol/bbl}) L_1 \times L_2 \times L_{st}}{(\text{gal/bbl})} = \frac{(22.2341) (2.9432) (.4948) (.90316) (.9675)}{42} = 0.6736 \text{ bbl STO/bbl di olio del campione originale.}$$

TABELLA XXII

Calcolo della composizione originale di un sistema a gas lift

$$\begin{aligned} \text{Dati: GOR} &= \frac{3000 \text{ cu ft}}{\text{bbl reservoir oil}} = \frac{3000/(\text{cu ft/mol})}{5.615 (\text{mol}/100 \text{ lb})/100 (\text{cu ft/lb})} = \\ &= \frac{3000/379}{5.615 \times 1.2907/100 (.02463)^a} = 2.9425 \frac{\text{mole gas di gas lift}}{\text{mole olio di giac.}} \end{aligned}$$

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6
Componente	Olio di giacimento Fraz. Mol. <sup>b</sup>	Gas di gas lift Fraz. Mol. <sup>c</sup>	Moli del gas componente di gas/mole di olio 2.9425 (C-3)	Moli del com- ponente/3.9425 moli del miscuglio (C-2)+(C-4)	Analisi degli idrocarburi del miscuglio combinato (C-5)/Σ(C-5)
Metano	.3572	.8087	2.3795	2.7367	.6941
Etano	.1021	.0976	.2872	.3893	.0987
Propano	.1011	.0520	.1530	.2541	.0645
I-Butano	.0105	—	—	.0105	.0027
N-Butano	.0592	.0215	.0633	.1225	.0311
I-Pentano	.0091	—	—	.0091	.0023
N-Pentano	.0320	.0073	.0215	.0535	.0136
Esano	.0370	.0038	.0112	.0482	.0122
Eptano	.0436	.0030	.0088	.0524	.0119
Ottano	.0364	.0016	.0047	.0411	.0104
Nonano	.0280	.0008	.0024	.0304	.0077
Decano	.1838	.0037	.0109	.1947	.0494
	1.0000	1.0000	2.9425	3.9425	1.0000

<sup>a</sup> Valori rettificati. Vedi Tab. III.

<sup>b</sup> Analisi assunta dal campione dell'olio di giacimento.

<sup>c</sup> Gas di gas cap assunto calcolato alla pressione originale di equilibrio.

TABELLA XXIII

Estensione dell'analisi mediante l'uso dei dati di distillazione ASTM

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9
Compo- nente	Analisi degli idrocarb. campione di olio, X <sub>o</sub> , Fraz. Mol. Dati di lab.	Vol/100 cc C <sub>3</sub> +Fraz. ASTM & Fig. 60	Peso spec. Dati bibl.	gm/100 cc C <sub>3</sub> +Fraz.  (C-3)(C-4) (.999)	Peso Mol. Dati bibl.	Mol/100 cc  (C-5)  (C-6)	Analisi degli idrocarb. Fraz. Mol. (C-7)  Σ(C-7)	Analisi degli idrocarb. estesa Fraz. Mol. (.3288) (C-8)
Metano	.3572							.3572
Etano	.1021							.1021
Propano	.1011							.1011
I-Butano	.0105							.0105
N-Butano	.0592							.0592
I-Pentano	.0091							.0091
N-Pentano	.0320							.0320
Esano	.3288 <sup>a</sup>	6.25	.6640	4.146	86.2	.0672	.1474	.0485
Cut C <sub>7</sub>		7.30	.6880	5.017	100.2	.0501	.1099	.0361
C <sub>8</sub>		7.90	.7070	5.580	114.2	.0489	.1073	.0353
C <sub>9</sub>		7.20	.7220	5.193	128.3	.0405	.0889	.0292
C <sub>10</sub>		5.30	.7340	3.886	142.3	.0273	.0599	.0197
C <sub>11</sub>		4.20	.7471	3.135	156.3	.0201	.0441	.0145
C <sub>12</sub>		4.05	.7560	3.059	170.3	.0180	.0395	.0130
C <sub>13</sub>		3.95	.7630	3.011	184.4	.0163	.0358	.0118
C <sub>14</sub>		3.90	.7690	2.996	198.4	.0151	.0331	.0109
C <sub>15</sub>		3.35	.7760	2.597	212.4	.0122	.0268	.0088
C <sub>16</sub>		3.50	.7780	2.720	226.4	.0120	.0263	.0086
C <sub>17</sub>		3.55	.7820	2.773	240.5	.0115	.0252	.0083
C <sub>18</sub>		2.60	.7860	2.042	254.5	.0080	.0176	.0058
C <sub>19</sub> +		36.95	.7896 <sup>b</sup>	29.147	268.5	.1086	.2382	.0783
						4558	1.0000	1.0000

<sup>a</sup> C<sub>3</sub>+frazione; <sup>b</sup> C<sub>19</sub>+dati per norm. C<sub>19</sub>; <sup>c</sup> 1 cc di acqua pesa .999 gm a 60° F.

TABELLA XXIV

Viscosità dei gas  
(Dati secondo Sage e Lacey)

Tipo di gas	Temp. °F.	Viscosità alle pressioni indicate: Cp.			
		0	1,000	2,000	3,000
Metano . . . .	100	0.012	0.015	0.017	0.020
	160	0.013	0.015	0.017	0.019
	220	0.014	0.015	0.017	0.019
Gas povero . .	100	0.010	0.016	0.020	0.024
	160	0.012	0.016	0.019	0.021
	220	0.013	0.016	0.018	0.020
Gas ricco . . .	100	0.011			
	160	0.012	0.015	0.019	
	220	0.013	0.015	0.017	

TABELLA XXV

Calcolo della temperatura e della pressione pseudo critica per un miscuglio di idrocarburi del gas cap

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6
Componente	Analisi degli idrocarb. del gas di gas cap Frazione Mol.	Temperatura critica del componente, °R NGSMA Dati bibl.	T <sub>c</sub> Temperatura pseudocritica del miscuglio, °R (C-2) (C-3)	Pressione critica del componente, psia NGSMA Dati bibl.	P <sub>c</sub> Pressione pseudo critica, psia (C-2) (C-5)
Metano . .	.8087	344	278.2	673	544.3
Etano . . .	.0976	550	53.7	709	69.2
Propano . .	.0520	672	34.9	643	33.4
Butano . .	.0215	750*	16.1	537*	11.5
Pentano . .	.0073	839*	6.1	485*	3.5
Esano . . .	.0038	914	3.5	435	1.7
Eptano+ . .	.0091	972	8.8	396	3.6
	1.0000		T <sub>c</sub> = 401.3		P <sub>c</sub> = 667.2

\* Media dei valori critici per i componenti iso. e normale.

TABELLA XXVI

Calcolo del fattore di comprimibilità per il gas, del gas cap a 134 °F

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7
P Pressione psia	T Temp., °R or (460+°F.)	P <sub>c</sub> Pressione pseudocritica del miscuglio, psia Tab. XXV	T <sub>c</sub> Temperat. pseudocritica del miscuglio, °R Tab. XXV	P <sub>r</sub> Pressione pseu- ridotta del miscuglio  (C-1)/(C-3)	T <sub>r</sub> Temperat. pseu- ridotta del miscuglio  (C-2)/(C-4)	Z Fattore di comprimi- bilità  Fig. 63
2515	594	667	401	3.77	1.48	.780
2315	594	667	401	3.47	1.48	.780
2115	594	667	401	3.17	1.48	.784
1915	594	667	401	2.87	1.48	.790
1715	594	667	401	2.57	1.48	.800
1515	594	667	401	2.27	1.48	.815
1315	594	667	401	1.97	1.48	.832
1115	594	667	401	1.67	1.48	.855
915	594	667	401	1.37	1.48	.875
715	594	667	401	1.07	1.48	.900
515	594	667	401	0.77	1.48	.925

TABELLA XXVII

Relazioni PV del gas cap a 134 °F

$$\text{Equazione: } v = C \frac{Z}{P}; \quad C = \frac{1000 P_b v_b T}{5.615 Z_b T_b}$$

$$\text{Dati: } C = \frac{1,000 \times 14.65 \times 1 \times 594}{5.615 \times 1 \times 520} = 2980$$

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5
P Pressione, Pressione psig	P Pressione, psia	Z Fattore di comprimi- bilità Fig. 64	v bbl gas e P/mcf gas a SC 2980 (C-3)  (C-2)	v/v <sub>o</sub> bbl gas a P/bbl gas a P <sub>o</sub>
2500	2515	.780	v <sub>o</sub> = .9242	1.0000
2300	2315	.780	1.0041	1.0864
2100	2115	.784	1.1046	1.1952
1900	1915	.790	1.2293	1.3301
1700	1715	.800	1.3901	1.5041
1500	1515	.815	1.6031	1.7346
1300	1315	.832	1.8854	2.0400
1100	1115	.855	2.2851	2.4725
900	915	.875	2.8497	3.0834
700	715	.900	3.7510	4.0586
500	515	.925	5.3524	5.7913

TABELLA XXVIII

Computo delle percentuali di distillato in peso e volume (\*)

Seg. n° 1 al  
Seg.n° 26339

Frazioni	Intervallo di ebollizione °C	Somma % distillato in volume	Somma corretta (**)	% parziali in volume	Peso specifico a 15° C	Peso delle frazioni	% parziali in peso	% Somma distillato in peso
1	P.I. - 100	2,0	3,0	3,0	0,723	2,17	2,62	2,61
2	100 - 125	13,0	14,0	11,0	0,736	8,10	9,76	12,37
3	125 - 150	21,5	22,5	8,5	0,754	6,41	7,72	20,09
4	150 - 175	29,5	30,5	8,0	0,775	6,20	7,47	27,56
5	175 - 200	35,5	37,5	7,0	0,792	5,54	6,68	34,24
6	200 - 225	43,0	44,0	6,5	0,805	5,23	6,30	40,54
7	225 - 250	49,5	50,5	6,5	0,819	5,32	6,41	46,95
8	250 - 275	56,5	57,5	7,0	0,835	5,85	7,05	54,00
9	275 - 311	63,0	64,0	6,5	0,852	5,54	6,67	60,67
10	311 - 339	69,0	70,0	6,0	0,861	5,17	6,23	66,90
11	339 - 370	74,0	75,0	5,0	0,878	4,39	5,29	72,19
12	370 - 400	78,5	79,5	4,5	0,888	4,00	4,82	77,01
13	400 - 425	83,0	84,0	4,5	0,898	4,04	4,87	81,88
Residuo	—	99,0	100,0	16,0	0,940	15,04	18,12	100,00
Perdite	—	1,0	—	—	—	—	—	—
						83,00	100,00	

(\*) Secondo K. Eilerts « Phase relations of gas condensate fluids » - Dept. of Int., Bureau of Mines, 1957, pag. 393.

(\*\*) La perdita di distillazione è stata sommata alla prima frazione.

TABELLA XXIX

Analisi salinità dell'acqua

ANALISI SALINITA' DELL'ACQUA

Campo .....	Campione prelevato il .....
Pozzo .....	Ricevuto in laboratorio il .....
Profondità .....	Analizzato il .....
Formazione .....	Analista .....
	Campione prelevato da (Flow line) .....

ANALISI

Radicali . . . . . (P.P.M.) (gr. L)	
Sodio . . . . .	12.651
Calcio . . . . .	600
Magnesio . . . . .	32
Cloro . . . . .	20.300
Solfati . . . . .	134
Bicarbonati . . . . .	451
Carbonati . . . . .	—
	<hr/>
Totale	34.158

PROPRIETA' DI REAZIONE PALMER

	%
Salinità primaria . . . . .	93,76
Salinità secondaria . . . . .	4,98
Alcalinità primaria . . . . .	0,78
Alcalinità secondaria . . . . .	0,48
	<hr/>
	Totale 100,00
Salinità da cloruri . . . . .	99,51
Salinità da solfati . . . . .	0,49
	<hr/>
	Totale 100,00

RAPPORTI

Totale res. solido 180° . . . . .	32.760	Cloruri: bicarbonati . . . . .	77,40
Idrogeno solforato . . . . .	—	Bicarbonati: solfati . . . . .	2,65
Ferro (totale) . . . . .	—	Calcio: magnesio . . . . .	11,50
Ferro disciolto . . . . .	—	Sodio: calcio magnesio . . . . .	16,90
PH. . . . .	7,6	Peso specifico a ..... °C.	

Note: .....

.....

.....

.....

## II.8 PROVE DI STRATO

### 8.1 Introduzione

Una prova di strato con packer-tester si può definire come un temporaneo completamento del pozzo. Le prove in generale sono fatte per i seguenti motivi:

- 1) Determinare il contenuto fluido producibile di una formazione.
- 2) Determinare la capacità produttiva della formazione in prova.

### 8.2 Metodi delle prove di strato

Le prove di strato possono essere divise in due grandi categorie: in foro scoperto ed in colonna.

Il programma delle prove in un pozzo può seguire uno dei seguenti criteri:

- Provare gli intervalli probabilmente produttivi in foro scoperto subito dopo essere penetrati nella formazione: normalmente questo metodo è usato insieme al carotaggio meccanico continuo, in pozzi chiave, oltre che in pozzi esplorativi, per localizzare la mineralizzazione e i contatti fra i fluidi.
- Provare gli intervalli in foro scoperto dopo aver approfondito il pozzo fino alla profondità finale; normalmente, in tal caso, occorre un tappo di cemento o un bridge-plug dopo ogni prova a partire dal fondo.
- Provare gli intervalli in foro scoperto e ridotto (rat-hole). La discesa del packer nel foro normale sovrastante diviene più agevole. La sede di fissaggio del packer è nel punto di variazione di sezione del foro essendo le guarnizioni di tenuta del packer a forma di tronco di cono. Questo metodo è usato preferibilmente nelle formazioni tenere.
- Provare gli intervalli fissando il packer in colonna sia attraverso gli spari, sia in formazioni esistenti sotto la scarpa del casing.

### 8.3 Apparecchi principali per l'esecuzione delle prove di strato

Il principio della prova di strato consiste nel sottrarre all'effetto della colonna di fango l'intervallo da provare, mettendolo in comunicazione con la superficie.

La moderna attrezzatura per le prove è molto complessa.

I vari componenti della batteria di prova possono essere riuniti in innumerevoli combinazioni, sia per dare speciali e più specificate informazioni sull'intervallo provato, sia per dare maggiore affidamento sulla riuscita tecnica della prova stessa.

I componenti principali e indispensabili dell'apparecchiatura per l'esecuzione della prova di strato sono tre e precisamente:

- Il packer.
- La valvola principale di fondo (tester).
- Il by-pass o valvola d'equilibrio.

Le funzioni di questi tre attrezzi sono qui sotto illustrate:

**Packer.** Chiude il foro del pozzo immediatamente sopra, ed a volte anche sotto (« straddle packer »), lo strato che deve essere provato in modo da liberare questo dalla pressione idrostatica del fango e quindi metterlo, dopo l'apertura del tester, in comunicazione con la superficie.

**Valvola principale di fondo Tester.** Durante la discesa della batteria rimane chiusa e non permette l'entrata del fango nelle aste. Si apre, comandata dalla superficie, quando il packer è giunto alla profondità desiderata e dopo aver fissato questo, e permette l'entrata dei fluidi della formazione. Durante l'estrazione rimane chiusa e quindi non permette ulteriore entrata di fango nelle aste e conseguentemente trattiene nelle aste il liquido recuperato dalla formazione.

**By-pass o valvola d'equilibrio.** Permette al fango sottoposto alla pressione idrostatica sopra il packer di passare al termine della prova nel foro sotto il packer. In questo modo si equilibra la pressione differenziale esistente sul packer e si facilita lo svincolo di questo. Inoltre procura un passaggio addizionale al fango durante la discesa e l'estrazione.

#### 8.4 Programma della prova

Prima di effettuare la prova è necessario considerare un certo numero di fattori al fine di assicurare il successo tecnico della prova stessa ed in modo da ottenere le informazioni desiderate con la maggior attendibilità possibile.

Lo studio che si deve seguire prima della prova lo suddividiamo nei seguenti punti:

- Tipo e dimensione degli attrezzi principali (Packer, Tester, By-pass).
- Tipo e funzioni degli attrezzi ausiliari.
- Intervallo da provare.
- Dimensione della duse di fondo e di superficie.
- Durata del periodo di prova.
- Scelta del misuratore della pressione di fondo.
- Uso ed entità del cuscinetto d'acqua o gas sopra il Tester.
- Programma esecutivo.

Gli attrezzi che si descriveranno nei paragrafi seguenti sono costruiti dall'Haliburton e dalla Johnston.

#### 8.5 Criteri per la scelta del packer e funzione degli apparecchi principali

**Hook wall packer.** Il packer per colonna (Hook wall packer) lavora in condizioni sempre determinate e fisse e quindi la sua scelta non comporta molte difficoltà.

##### II.8.5

**Wall packer.** Il packer per foro scoperto (Wall packer) a differenza del precedente, lavora in condizioni più disagiate dovendosi fissare in un foro del quale non si conoscono mai con esattezza le condizioni e di cui si conosce il diametro solo approssimativamente.

La buona tenuta di questo packer è funzione di alcuni fattori su cui l'operatore non può influire. Per queste ragioni la scelta del packer per le prove in foro scoperto è sempre un'operazione difficile e delicata.

Due sono i punti principali da studiare nella scelta del « Wall packer »:

- il punto del foro dove mettere in presa il packer;
- il diametro delle gomme del packer in relazione al diametro del foro.

Per quanto riguarda la sede del packer si dovrebbe scegliere una formazione meno plastica possibile e resistente alla pressione esercitata dalle gomme.

L'effettuazione di un micro-log e lo studio delle carote prima della prova potranno essere utili nella scelta del tipo di formazione adatta per la sede del packer.

Perchè le gomme del packer lavorino per tutta la superficie a contatto con la parete in modo uniforme, è necessario che l'asse del packer sia coincidente con l'asse del pozzo. Ed è pure necessario che il diametro del pozzo, per tutta la lunghezza su cui appoggiano le gomme, sia uniforme e non vi siano delle cavità o dei restringimenti.

Come si può osservare negli schizzi di fig. 1 è meglio fissare il packer all'inizio di un restringimento, piuttosto che all'inizio di una cavità perchè in quest'ultimo caso le gomme sono maggiormente sollecitate e soggette a rompersi. Molto utile quindi per la buona riuscita della prova è l'effettuazione di una calibratura preventiva della parte del foro dove si prevede che si fisserà il packer.

Per quanto riguarda il diametro delle gomme in rapporto al diametro del foro, si dovrebbero scegliere queste in modo da lasciare il più piccolo gioco possibile fra il packer e le pareti del foro.

Infatti l'uso efficace delle gomme richiede che gli sforzi siano tenuti bassi in modo che la gomma agisca interamente nel suo limite elastico, e possa ritornare alla sua forma originale, quando viene tolto il peso.

Però è necessario tener presente, che il piccolo gioco esistente fra packer e foro può ostacolare la discesa.

A questo proposito è consigliabile tenere basso il valore dell'acqua libera per avere in foro un pannello di minimo spessore.

D'altra parte, il rapporto fra le misure del pozzo e quelle del packer determina la compressione del packer.

In genere le case costruttrici consigliano di tenere il diametro esterno delle gomme di  $\frac{3}{4}$ "- $\frac{1}{2}$ " più piccolo del diametro dello scalpello che ha perforato il foro.

Nel caso che l'intervallo da provare sia in foro ridotto di breve lunghezza (90-150 mt.) si può tenere fra packer e foro un gioco di  $\frac{1}{2}$ ".

« **Expanding shoe packer** » (Halliburton). Questo tipo di packer come quelli convenzionali consiste essenzialmente di un meccanismo telescopico che comprime le guarnizioni di gomma.

Questo packer però sotto alle solite guarnizioni porta una scarpa (expanding shoe) formata da due supporti metallici e di gomma più dura delle gomme comuni.

Questa scarpa (expanding shoe) aiuta a sostenere le guarnizioni superiori, ed impedisce che la gomma più tenera del packer esca dal suo supporto.

A differenza del packer, l'« expanding shoe » non sopporta l'intero carico idrostatico. Essa sopporta solo quella piccola parte del packer che tende ad uscire dal suo supporto, ed è quindi caricata leggermente in confronto alla sua forza, e quindi può ritornare immediatamente, come pure il packer, alla sua forma originale, dopo aver tolto il peso.

Il supporto metallico serve inoltre a proteggere la gomma durante la manovra di discesa.

**Double-packer.** Per aumentare la tenuta del packer e la buona riuscita della prova è spesso usato un « Double-packer ».

Questo consiste di due serie di guarnizioni di gomma, montate l'una sopra l'altra su un corpo unico e funziona col medesimo sistema del packer convenzionale. Bisogna dire però che anche con questo attrezzo si possono ottenere condizioni di lavoro sicure solo quando si dispone di un terreno di sufficiente resistenza ed impermeabilità, e che offra un conveniente appoggio alle guarnizioni di gomma.

Il doppio packer è largamente usato dove vi sono dubbi sulle condizioni della sede del packer e particolarmente negli strati fratturati. I packers, per una tenuta efficace, dovrebbero essere posti in formazioni dure, fissandoli in strati compatti; il packer inferiore sostiene il carico maggiore e qualora venisse a mancare la sua tenuta, detto carico verrà sostenuto dal packer superiore.

« **Straddle packer** ». Due packers, convenientemente fissati sopra e sotto l'intervallo, isolano l'intervallo da provare e permettono la prova della zona così isolata attraverso un nipple finestrato posto fra essi; generalmente il peduncolo viene esteso fino a fondo pozzo.

L'uso di uno speciale by-pass permette che la pressione del fango sopra il packer superiore e sotto il packer inferiore, sia in ogni istante equilibrata. Questo by-pass permette quindi di individuare le perdite di entrambi i packers, controllando solo il livello del fango nel casing ed inoltre permette un miglior svincolo del packer inferiore.

**Valvole Tester.** I « tester » da noi usati attualmente, in generale si possono dividere in due tipi distinti a seconda delle modalità d'apertura:

- 1) Tester che si apre abbassando la batteria e ruotando un quarto di giro a destra (Halliburton).
- 2) Tester idraulico che si apre, dando peso al packer. L'apertura è ritardata rispetto all'istante in cui si dà peso. In questo tipo il medesimo attrezzo ha le funzioni di « tester » o di « by-pass » e le rispettive funzioni non sono mutate.

**Valvole by-pass.** Questa valvola la cui funzione è già stata menzionata è indispensabile per una buona riuscita della prova.

I by-pass si possono dividere in due gruppi ben distinti:

— By-pass che restano bloccati solo nella posizione di chiusura.

Evidente è l'inconveniente che può provocare l'uso di questo by-pass. Se durante la discesa il packer trova un ostacolo, la valvola si chiude ostacolando maggiormente la discesa.

— By-pass che sono bloccati in due posizioni fisse.

**Componenti ausiliari dell'apparecchiatura per la prova di tester.** I tre attrezzi illustrati fino ad ora, sono i componenti fondamentali ed indispensabili dell'apparecchiatura per l'esecuzione delle prove di tester.

Altri importanti componenti sono stati costruiti e possono essere utilizzati sia per assicurare una miglior riuscita della prova, sia per fornire ulteriori dati utili sulla formazione provata.

Enumeriamo qui di seguito i principali componenti che si chiamano ausiliari con le loro specifiche funzioni.

1) **Duse di fondo.** La duse di fondo diminuisce il volume di fluido della formazione che fluisce alla superficie attraverso le aste, mantiene una contropressione sotto il packer, controbilanciando in tal modo il carico idrostatico sul packer e limitando la caduta di pressione davanti alla formazione, permette una interpretazione quantitativa della prova.

2) **Registratori di pressione.** Servono per misurare le pressioni di fondo e precisamente: la pressione idrostatica del fango, la pressione in erogazione a monte della duse di fondo e la pressione della formazione a pozzo chiuso e registrano il funzionamento più o meno corretto di tutta l'apparecchiatura di prova.

3) **Valvola di circolazione.** Permette il recupero in superficie del fluido rimasto nella colonna di aste pompandolo mediante circolazione inversa. Essendo un mezzo per il condizionamento del fango rende sicura la prova.

4) **Valvola a disco (disc valve).** Serve per effettuare una prima registrazione della curva di risalita della pressione prima di iniziare la prova di erogazione.

5) **Cip valve (closed in pressure valve).** Serve per misurare la pressione di fondo statica al termine della prova, permettendo la registrazione della risalita di pressione dopo l'erogazione, ed aiuta ad impedire l'entrata del fango nelle aste durante l'estrazione.

6) **Giunto di sicurezza.** Serve per liberare le aste e l'apparecchiatura di prova da un packer bloccato.

7) **Jar.** Serve per liberare l'apparecchiatura bloccata (il Jar usato per questo scopo è un'apparecchiatura speciale idraulica). Può sostituire la « closed in pressure valve » nella determinazione della pressione statica alla fine della prova (il Jar usato per questo scopo è semplicemente un giunto telescopico particolare). Cambiando il mandrino interno può sostituire con vantaggio anche il by-pass.

8) **Duse regolabile di fondo.** Serve per diminuire gradualmente la pressione davanti alla formazione e quindi per evitare un colpo violento alla formazione stessa.

8) **Tubo di ancoraggio (Peduncolo).** Serve per sostenere il packer nel foro scoperto alla profondità desiderata.

#### 8.6 Programma esecutivo

Occorre che per ciascuna prova venga preparato un programma scritto con le modalità e gli scopi della prova stessa.

Le considerazioni da tenere presente nel fare il programma sono:

— **Spessore dell'intervallo da provare.** In moltissimi casi una prova conclusiva più completa, la si può ottenere provando il più corto intervallo possibile.

Dove si incontrano vari intervalli produttivi di piccolo spessore e poco distanziati uno dall'altro è pratica comune provare tutti questi strati insieme.

Bisogna tener presente che se il volume del foro sottostante il packer è troppo grande, il fango di perforazione può riempire le aste per una tale lunghezza che una bassa pressione di formazione non sarà sufficiente a fare entrare una quantità apprezzabile di fluido di formazione a causa della contropressione che si è stabilita.

Inoltre quando l'intervallo provato è troppo lungo non si può localizzare l'origine dell'eventuale acqua prodotta.

— **Scelta della duse di fondo e di testa.** Le considerazioni più importanti nello scegliere le dimensioni della duse sono: la sicurezza, l'interpretazione della prova e la possibilità della duse di tappare.

Per la sicurezza della prova è necessario tenere una duse di fondo piuttosto piccola, per mantenere una certa contropressione sotto il packer e per evitare una eccessiva depressione davanti alla formazione, il che potrebbe risolversi in un grande danno alla formazione stessa.

Logicamente la dimensione della duse di fondo non si può fissare in modo preciso e sicuro perchè dipende dalle caratteristiche della formazione che si deve

provare. Per esempio, nelle formazioni ad alta permeabilità è consigliabile mettere duse di fondo piuttosto grandi (1/4"-3/8") al fine di ottenere una caduta di pressione misurabile.

Per quanto riguarda la duse di testa generalmente la sua dimensione è determinata da quella di fondo.

Infatti, se questa deve servire per l'interpretazione della prova, e per la determinazione della produttività, la duse di testa deve essere più grande di quella di fondo, perchè la prima non deve diminuire il flusso d'uscita dal pozzo rispetto al flusso di entrata al fondo, fino al punto che la pressione di testa più la pressione dovuta al battente di liquido accumulatosi nelle aste sia maggiore del 40-50 % della pressione a monte della duse di fondo.

Il flusso, quando la pressione a valle della duse è superiore al 40-50 % della pressione a monte è detto « non critico » ed è in funzione anche della pressione a valle.

In queste condizioni la portata diminuirà progressivamente col riempirsi delle aste.

Invece, quando la pressione a valle della duse è inferiore al 50 % della pressione a monte il flusso è detto « critico » e la portata dipende solo dalla pressione a monte.

Nei pozzi a gas secco eccettuato il periodo di erogazione iniziale in cui si stabilizzano le pressioni e le portate, nessuna importanza ha il fatto che il flusso sia critico o non critico.

Infatti se la densità del fluido che si trova nelle aste non varia col tempo come è il caso dei pozzi a gas secco, la pressione a valle della duse non è influenzata nel tempo dal peso della colonna e quindi la portata dipende solo dalla pressione a monte.

Nei pozzi a gas produttori acqua e nei pozzi ad olio l'aumento del battente liquido col tempo, farà continuamente aumentare la pressione a valle della duse di fondo, e di conseguenza se il flusso è « non critico » si avrà una progressiva diminuzione della portata e sarà quindi molto difficile fare un'esatta valutazione della formazione provata.

Altra preoccupazione da avere nel fissare la dimensione della duse di fondo è quella relativa alla sua probabilità di tappare. Questa eventualità dipende dal tipo di formazione e dalle condizioni del pozzo. In ogni caso per evitare questo inconveniente sarebbe meglio non usare duse troppo piccole.

Una tecnica, usata con successo per evitare i tappi nella duse, consiste nel fissare questa al disopra di un cuscinetto d'acqua. In questo modo prima che si tappi la duse, si assicura il ricupero di un volume di liquido della formazione pari al volume del cuscinetto d'acqua.

— **Durata della prova.** È importante fissare almeno approssimativamente la durata della prova, per poter predisporre sia le attrezzature di superficie, sia per poter scegliere con una certa accuratezza il tempo della carica dell'orologio del misuratore di fondo.

La durata totale della prova si deve dividere in due periodi ben distinti: periodo d'erogazione e periodo di chiusura.

*Periodo d'erogazione.*

Nel decidere la durata del periodo d'erogazione si devono considerare i se-

guenti punti:

- Periodo di tempo durante il quale è sicuro lasciare fissato il packer senza pericolo di bloccaggio di questo.
- Se la prova deve dare un risultato quantitativo oltre che qualitativo, cioè se si deve determinare la produttività della formazione.
- Se il fluido della formazione in prova è fatto erogare alla superficie.

Ben s'intende che quanto detto vale solo per le prove positive.

Il primo fattore dipende dalle condizioni particolari del foro e quindi può variare da pozzo a pozzo. In ogni caso la durata della prova in foro scoperto può avere una durata massima di 1,30-2 ore.

Per quanto riguarda il secondo punto è necessario fare una distinzione fra pozzi a gas secco ed i pozzi ad olio.

Per i primi, poichè non ha importanza come detto sopra il tipo di flusso, è consigliabile tenere il periodo di erogazione piuttosto lungo in modo che i valori di pressione e di portata si stabilizzino. Il periodo di stabilizzazione dipende, oltre che dalle misure relative della duse di fondo e di testa, principalmente dalla permeabilità della formazione.

Per i pozzi ad olio, se il flusso è « non critico », la produttività è di difficile determinazione.

Per questi pozzi però si può usare un sistema di prova semplificato. Con questo sistema i periodi di erogazione sono fissati in funzione delle misure delle aste.

Per esempio, per le aste da 4" ½ si usano periodi di erogazione di 20 minuti e 30 secondi; per le aste da 5" si usano periodi di erogazione di 25 minuti e 30 secondi. Questi periodi sono determinati in modo che il numero di metri di liquido recuperato, moltiplicato per 0,563, rappresenti il numero di metri cubi che avrebbe erogato la formazione in 24 ore con il flusso in condizioni critiche. Questo periodo detto periodo d'erogazione standard, può essere calcolato per ogni misura di aste.

Ø asta pollici	libbre/piede	tempo minuti
5"	19,4	25,5
4 ½	16,6	20,5
3 ½	15,5	9,5
3 ½	13,3	10,7
2 ¾	10,4	6,5
tubing 2 ½	6,5	8,3
tubing 2"	4,7	5,6

L'erogazione standard è conveniente nelle formazioni ad alta permeabilità, dove non si desidera far uscire il fluido alla superficie, dove si usano aste di grande diametro e dove l'altezza di liquido recuperato non eserciti una pressione sulla duse di fondo superiore al 50 % della pressione a monte.

Per queste prove è consigliabile usare una duse di superficie da 1" così da tenere al minimo la contropressione sulla duse di fondo.

Bisogna far notare, che con periodi di erogazione così brevi, è probabile che la pressione di fondo non si stabilizzi, in quanto la limitata erogazione ha un piccolo effetto sulla caduta di pressione nella formazione vicino al pozzo. Quindi con questa prova standard si riesce solo a determinare la quantità di liquido prodotto in un determinato periodo di tempo che non rappresenta però la portata di produzione. Questa portata, che è quella che maggiormente interessa, è funzione della caduta di pressione. Se la pressione di fondo non è stabilizzata, non si conosce l'effettiva caduta di pressione e quindi è impossibile il calcolo della portata di produzione.

In linea generale, qualunque sia il tipo di prova, la caduta di pressione deve essere mantenuta piuttosto piccola, in modo da diminuire il periodo di stabilizzazione, da ridurre il carico sul packer e da permettere di effettuare la risalita di pressione in periodi di tempo i più brevi possibile.

— **Periodo di chiusura.** Al termine del periodo d'erogazione, si deve chiudere il fondo della colonna di aste, usando un'apposita valvola detta « closed in pressure valve » (Cip-valve) per determinare la curva di risalita della pressione e la pressione originale di strato.

Questi dati sono di estrema importanza perchè:

- 1) Dalla curva di risalita della pressione si può ricavare con buona approssimazione la permeabilità effettiva della formazione e lo skin effect (ostacolo al flusso nelle immediate vicinanze del foro dovuto a intasamento della parete del foro da parte del fango).
- 2) La pressione dello strato è necessaria per stimare la produttività di questo e per accertare se è stato mantenuto un peso di fango adeguato o eccessivo.

La durata del periodo di chiusura richiesto per ottenere una risalita completa dipende: in primo luogo dalla permeabilità della formazione e dallo « skin effect », secondariamente dalla caduta di pressione causata dall'erogazione.

Se il periodo di chiusura deve essere limitato per ragioni di sicurezza ad un valore non sufficiente per una completa risalita di pressione, si può usare un procedimento che dà il valore della pressione statica della formazione prima del periodo d'erogazione in un periodo di tempo molto breve rispetto al periodo di chiusura normale dopo l'erogazione.

Questo procedimento è chiamato della « doppia chiusura » e consiste nel mettere una valvola a disco sopra il tester ad una distanza da questo tale che il volume della camera d'aria chiusa fra le due valvole sia pari al 10-15 % del volume del fango sotto il packer.

Al solito modo, si mette in presa il packer e si apre il tester. Poichè la valvola a disco non è ancora aperta, si mette in comunicazione la formazione con la camera d'aria. In questo modo l'erogazione della formazione è limitata e quindi la risalita di pressione è rapida ed in breve tempo si ottiene la massima pressione della formazione, che in molti casi rappresenterà il valore originale della pressione di giacimento.

Quando si desidera l'erogazione, si lancia il go-devil che mette in comunicazione la formazione con la superficie.

Al termine dell'erogazione si chiude la valvola (closed in pressure valve) e si registra la seconda curva di risalita. In questo modo si ha anche il confronto fra la curva di risalita prima e dopo la prova.

Un diagramma per il calcolo della camera d'aria in base ai dati del pozzo, proposto dalla Johnston, è esposto in fig. 2.

— **Dual closed-in-pressure valve o TC valve.** In riferimento agli inconvenienti già verificati nell'apertura della disc valve mediante go-devil, per i quali la presenza di fango nelle aste impediva la libera discesa del go-devil, la Halliburton ha messo in uso una nuova valvola detta « a doppio chiusura » (dual cip valve) che sostituisce le due finora usate: disc e cip valve.

Essa è più sicura nel funzionamento rispetto alla disc valve in quanto la sua apertura e chiusura non dipendono dal lancio del go-devil, ma da una rotazione.

Questa valvola ha tre posizioni del manicotto di apertura e chiusura. Essa viene discesa in posizione di apertura e viene chiusa immediatamente dopo il fissaggio del packer e poi riaperta alla fine della registrazione della curva iniziale di risalita con una rotazione oraria delle aste. Alla fine della erogazione questa valvola può essere chiusa da una successiva rotazione oraria delle aste, ottenendo così con un solo dispositivo entrambe le curve di risalita iniziale e finale. Con questo sistema si evita la camera per l'espansione del fango fra tester e TC valve.

— **Scelta dei registratori di pressione.** È comune pratica effettuare le prove di tester con due misuratori di fondo per la registrazione delle pressioni. Un misuratore deve registrare la pressione nell'interno delle aste a monte o a valle della duse, l'altro deve misurare la pressione all'esterno del peduncolo sotto il packer.

Questa disposizione è molto utile per l'interpretazione dell'andamento della prova.

Infatti, nel caso che i fori del peduncolo non siano tappati, i due misuratori devono registrare la medesima pressione a meno della differenza dovuta al battente esistente fra i due misuratori.

Nel caso che i fori del peduncolo siano ostruiti da sabbia, fango o altri materiali, lo strumento inferiore, che misura la pressione esterna del peduncolo, tenderà verso la pressione di chiusura, mentre lo strumento superiore misurerà la pressione interna, sia atmosferica sia quella dovuta al battente di liquido recuperato prima dell'ostruzione.

Se invece si tappa la duse e non il peduncolo, i due misuratori dovrebbero segnare la pressione di chiusura dello strato. Se il by-pass è sceso sopra la duse, in genere l'apertura della prima valvola riesce a disintasare i fori a causa del ritorno di flusso.

I registratori di pressione sono costruiti con vari campi di pressione e con orologi con diversi tempi di carica.

Per la buona riuscita della prova è molto importante fissare entrambi questi dati. Il campo di pressione del misuratore dovrebbe essere fissato in modo che la pressione massima registrata (pressione idrostatica del fango) sia circa  $2/3-3/4$  della pressione massima del registratore.

Inoltre sarebbe utile che i due misuratori avessero un campo di pressione diverso, in modo che si possano registrare sia la pressione alta (pressione idrostatica del fango), che quella bassa (pressione d'erogazione in formazione di bassa permeabilità) con una discreta precisione.

La carica dell'orologio è funzione del tipo di prova che si deve eseguire. Si fa presente che è sufficiente avere a disposizione pochi tipi di orologi, perchè basta cambiare il passo della vite di comando dell'orologio per aver una vasta gamma di tempi.

— **Uso ed entità del cuscinetto d'acqua.** Con l'apertura del tester la pressione sullo strato viene ridotta quasi istantaneamente dalla pressione idrostatica del fango, a quella iniziale del flusso e alcune volte a quella atmosferica. Questo abbassamento improvviso della pressione non è desiderabile per le seguenti ragioni:

- Può causare, nelle prove in foro scoperto, il franamento del foro e quindi il bloccaggio della batteria.
- Può causare l'intasamento del peduncolo forato, del tester e della duse di fondo.
- Può contribuire alla rottura del packer.
- Può causare in alcuni casi la rottura del casing sotto al packer.

Per ridurre quindi la pressione differenziale iniziale, che si ha fra la formazione e l'interno del foro sotto il packer all'atto dell'apertura del tester, viene posto comunemente sopra il tester un cuscinetto d'acqua o di altro fluido; questo procedimento però può rendere difficoltosa l'interpretazione della prova, quando la prova è breve o se il recupero di fluido è poco perchè allora i fluidi di formazione si mischiano con il cuscinetto d'acqua posto in precedenza.

Per evitare questo inconveniente può essere usato, se disponibile, un cuscinetto di gas naturale o azoto in bombola.

Il gas vien immesso nel tubing attraverso la testa di controllo prima di aprire il tester alla pressione desiderata.

Il gas viene scaricato poi lentamente dopo l'apertura del tester.

È particolarmente raccomandato l'uso del cuscinetto di acqua nelle prove di formazioni sabbiose a gas ad alta pressione per ragioni di sicurezza. Esso manterrà bassa la pressione in superficie finchè non sarà stato scaricato gradualmente.

La quantità d'acqua da usare per il cuscinetto dovrà essere calcolata di volta in volta in base alla pressione che si suppone di incontrare e alla capacità di sollevamento del cuscinetto da parte del fluido della formazione.

Nelle prove a grande profondità il cuscinetto d'acqua previene lo schiacciamento delle aste o del tubing per la pressione esterna dovuta al battente di fango.

**Prova di tester per i livelli acquiferi.** Un problema che ricorre spesso è quello di dover determinare la quota di provenienza di un'acqua di formazione.

In tal caso occorre mettere in prova di tester la zona dalla quale l'acqua presumibilmente proviene.

La durata della prova deve essere tale da assicurare la fuoriuscita dalla formazione di tutto il filtrato del fango e dell'acqua di formazione. In caso di erogazione in superficie si campionerà l'acqua a brevi intervalli e se ne misurerà la salinità fino a trovare un valore massimo costante. La salinità tenderà in seguito a diminuire in caso di perdite delle aste (fig. 3).

Analogamente se non vi è erogazione in superficie, la prova dovrà essere protratta per far risalire nelle aste il filtrato e l'acqua di formazione. Il contenuto di ogni asta sarà campionato e se ne misurerà la salinità.

Un altro problema che richiede la stessa prova è quello della necessità di campionare l'acqua di formazione per determinarne la resistività necessaria per la valutazione quantitativa dei carotaggi elettrici. In tal caso, poichè i campionatori di parete campionano di solito il solo filtrato, occorre prolungare la prova finchè non si ottiene la fuoriuscita dalla formazione dell'acqua di strato. In caso di erogazione si camperà l'acqua a brevi intervalli e se ne misurerà la resistività sul posto (fig. 4). Se non vi è erogazione occorrerà protrarre la prova per far entrare nelle aste l'acqua di strato.

All'estrazione delle aste si dovrà campionare il contenuto di ogni asta e misurarne la resistività. Si otterrà così la resistività dell'acqua di formazione quando la curva della resistività tenderà ad un minimo costante. Questo è l'unico sistema attendibile per la conoscenza della resistività vera dell'acqua di formazione.

**Stesura relazione.** I tecnici dei vari Centri o Settori sono responsabili della corretta compilazione della relazione sulle prove di packer. Essi avranno cura pertanto di:

- Compilare gli appositi moduli inviati loro dalla Direzione, in cui si trovano i dati indispensabili per una buona interpretazione della prova.
- Riportare l'andamento cronologico delle operazioni eseguite mettendo in evidenza le pressioni di testa in corrispondenza dei relativi tempi, le duse usate, le chiusure e le relative risalite.
- Leggere le deviazioni dei diagrammi BT e Amerada con il micrometro comparatore e calcolare, facendo uso delle relative curve di taratura assicurandosi della loro attendibilità, le relative pressioni registrate.

I diagrammi BT devono esser letti esclusivamente col micrometro comparatore. La scala del BT è di 5-7 atms per millimetro e quindi si vede la necessità di apprezzare il decimo di millimetro (0,7 atms).

Il diagramma BT va letto con la massima cura perchè è il miglior documento per una buona interpretazione della prova di tester.

È indispensabile leggere i seguenti punti:

- Pressione idrostatica iniziale del fango (può essere tarata con il calcolo della colonna di fango).
- Pressione di chiusura iniziale solo se si usa il metodo della doppia chiusura (disc e cip valve).
- Pressione finale al termine dello spurgo.
- Pressione al termine della erogazione.
- Pressioni al termine delle risalite.

Per quanto riguarda gli ultimi due punti le curve di declino e di risalita devono essere lette con la massima accuratezza.

Naturalmente esse devono essere ricostruite per punti leggendo le pressioni in funzione del tempo.

La distanza fra questi punti deve essere la più piccola possibile compatibil-

mente con la precisione di lettura del tempo e questo specialmente nei periodi dopo la chiusura e dopo l'apertura.

- I punti così letti dovranno essere riportati su carta millimetrata e semi-log tracciando le curve corrispondenti.
- Riprodurre il diagramma di fondo BT, indicando su questo, con lettere o numeri, i punti caratteristici indicati prima, mettendo a fianco i corrispondenti valori della pressione calcolati e per la fase di erogazione la portata in mc/h.

### 8.7 Interpretazione della prova

Perchè la prova sia effettivamente utile per la conoscenza dello strato provato, è necessario che l'interpretazione dei risultati della prova sia la più accurata possibile.

I tre punti principali che si devono considerare per una valutazione sia qualitativa che quantitativa della formazione provata sono:

- Il valore della portata di erogazione.
- L'analisi della registrazione delle pressioni di fondo.
- L'analisi dei fluidi recuperati.

Queste analisi unitamente ad altri dati supplementari che si possono ricavare da ogni singola prova, servono oltre che per dare una valutazione della formazione anche per giudicare l'andamento tecnico della prova.

I principali dati indispensabili per l'interpretazione sono:

- profondità finale del pozzo;
- profondità di eventuali tappi o Bridge-Plug;
- profondità del packer;
- tipo di prova;
- dimensioni e condizioni del foro;
- misura della duse di fondo e di superficie;
- dimensioni delle aste o tubings e composizione della batteria;
- andamento cronologico della prova;
- altezza in colonna del fluido recuperato e sue caratteristiche;
- diagramma della registrazione delle pressioni di fondo.

L'analisi dei diagrammi della pressione di fondo va divisa in due parti ben distinte:

- Controllo del buon funzionamento di tutti gli attrezzi e dell'andamento tecnico della prova.
- Calcolo della produttività della formazione provata.

Il primo controllo è bene eseguirlo immediatamente dopo l'estrazione della batteria di prova, in modo da decidere se è il caso di ripetere la prova.

In questa prima analisi è bene stabilire il principio che ogni traccia sul diagramma ha la sua importanza e che se ne deve determinare il significato.

La fig. 5 rappresenta un diagramma tipico di registrazione della pressione di fondo eseguita con il B.T. Halliburton (con altri registratori la figurazione del diagramma cambia, ma il principio è il medesimo) e ci serve per spiegare i punti e

le linee caratteristiche corrispondenti alle singole manovre eseguite durante la prova.

La linea a-b è la linea base o linea di pressione zero registrata sulla carta a pressione atmosferica prima d'innestare l'orologio.

Detta linea viene tracciata lasciando scorrere la cartina verso il basso nel suo piano di lavoro, tenendo l'apparecchio in posizione verticale, eliminando così qualsiasi possibile errore dovuto all'attrito del porta carta.

La scala del tempo su questo tipo di diagramma, va da sinistra a destra lungo il lato maggiore della cartina ed è relativa alla velocità dell'orologio che si usa e che può avere una carica di 12, 24, 48, 72 ore.

Quando si applica una qualsiasi pressione all'apparecchio, il pennino che è collegato al tubo Bourdon si muove perpendicolarmente alla linea base. Tutte le linee del diagramma rappresentano quindi l'andamento della pressione in funzione del tempo.

La linea A-B rappresenta il gradiente di pressione dovuto alla colonna di fango in funzione del tempo di discesa della batteria.

La linea B-C rappresenta la pressione idrostatica del fango, registrata mentre il packer è fermo in pozzo alla profondità desiderata prima di fissarlo.

Questa lettura si denomina « pressione idrostatica iniziale ». Il periodo d'attesa prima di fissare il packer è necessario per avere una chiara registrazione del peso idrostatico del fango.

La linea C-D rappresenta la registrazione all'apertura del tester e indica una pressione decrescente da quella idrostatica fino alla pressione di erogazione se esiste.

La pressione corrispondente al punto D si chiama « pressione iniziale di erogazione ».

La linea D-E rappresenta l'andamento della pressione in funzione del tempo durante il periodo d'erogazione.

Al punto E il pozzo viene chiuso e la pressione corrispondente si chiama « pressione finale d'erogazione ».

La linea E-F rappresenta la risalita della pressione da pozzo in erogazione, a pozzo chiuso. È questa la linea più importante di tutto il diagramma in quanto è l'espressione sintetica della capacità produttiva dello strato provato.

La linea F-G rappresenta l'apertura del by-pass e lo svincolo del packer. La pressione corrispondente a G si chiama « pressione idrostatica finale del fango ».

La linea G-H rappresenta il gradiente di pressione, in funzione del tempo di estrazione. Al punto H la pressione è ritornata a zero.

Si fa notare che quando il tester si apre in un tempo successivo alla chiusura del by-pass e al fissaggio del packer, la pressione di fondo prima della diminuzione dovuta all'apertura del tester registra un incremento di pressione, provocato dalla compressione del fango allorchè il packer entra in presa. Quest'azione di « squeeze » è normale a causa dell'incomprimibilità del fluido di perforazione.

Per eseguire il controllo del funzionamento di tutti gli attrezzi bisogna leggere le seguenti pressioni chiave:

- Pressione idrostatica iniziale prima dell'apertura del tester.
- Pressione iniziale d'erogazione.
- Pressione finale d'erogazione.
- Pressione statica della formazione o di risalita.
- Pressione idrostatica finale del fango.

La pressione del punto 1) permette di controllare la precisione sommaria del registratore, confrontando questa pressione con quella calcolata in base alla profondità ed al peso specifico del fango; da qui la ragione di avere in pozzo un fango omogeneo.

La pressione del punto 2) è in relazione ad un certo numero di fattori dei quali uno solo è ben definito; nel caso cioè venga usato un cuscinetto d'acqua, la lettura del flusso iniziale non può essere inferiore al peso dell'acqua immessa.

Differentemente, la pressione decrescente può fermarsi in qualunque punto al disotto della pressione statica dello strato alla quale lo strato stesso comincia a produrre.

Non vi è alcun mezzo per stabilire questo matematicamente. Questo punto dipende più che altro dalla capacità produttiva della formazione.

Per quanto riguarda la pressione del punto 3) è necessario distinguere due casi.

Quando il pozzo non eroga in superficie la pressione del punto 3) può essere controllata con il calcolo matematico della pressione dovuta al peso del fluido recuperato.

Questo calcolo però è solo approssimato in quanto non si può conoscere mai con esattezza il peso specifico dei fluidi recuperati nella colonna.

In ogni caso, se vi è una differenza notevole fra la pressione calcolata e quella registrata, vuol dire che durante l'estrazione c'è stata una perdita oppure un'entrata di fluido nella colonna.

Se il pozzo produce in superficie, la pressione del punto 3) può essere calcolata aggiungendo al peso della colonna di liquido recuperato, la pressione di testa e la perdita di carico attraverso la duse di fondo.

La validità della pressione 4) non può essere stabilita che in seguito ad una analisi completa della curva di risalita.

È necessario che il pozzo eroghi per un certo tempo per ottenere una vera pressione di pozzo chiuso.

Per leggere le pressioni « chiave » è richiesta l'esatta conoscenza della sequenza delle operazioni eseguite durante le prove e il tempo impiegato.

Quando non esiste un confronto fra le pressioni « chiave » registrate e quelle corrispondenti calcolate ed in generale quando la registrazione non segue il suo andamento convenzionale, significa che si è verificata qualche anomalia dovuta al cattivo funzionamento dell'attrezzatura o a false manovre dell'operatore.

Nella fig. 6 sono riportati alcuni esempi tipici di cattivo funzionamento dell'attrezzatura.

Nel diagramma *a*) si nota evidentemente la mancata apertura del tester. Si fa notare in questi diagrammi il caratteristico aumento di pressione dovuta alla compressione del fango sotto il tester.

Nel diagramma *b*) si può notare l'insufficiente tenuta del packer e di ripetuti tentativi di fissarlo.

Nel diagramma *c*) si possono osservare le caratteristiche oscillazioni della pressione che indicano il tappare e lo stappare della duse. Si fa osservare che in questo caso i due registratori (sopra e sotto il packer) davano la medesima registrazione.

Nel diagramma *d*) la linea tratteggiata rappresenta la registrazione del misuratore inferiore, mentre la linea intera rappresenta quella del misuratore superiore.

Il confronto fra le due registrazioni indica che il peduncolo si è tappato. Infatti il diagramma inferiore registra la risalita della pressione di fondo, mentre

quello superiore registra solo la pressione corrispondente al battente liquido recuperato prima del verificarsi del tappo.

Nella fig. 7 sono stati segnati tre punti caratteristici, ed in base a questi si è potuto stabilire che la batteria durante la discesa perdeva.

La registrazione inclusa nel cerchio 1 indica che la batteria fu discesa in pozzo per poco e indi vi furono due fermate. Durante queste soste, si può notare che le linee corrispondenti sono parallele alla linea base e ciò indica che non vi erano perdite di fango.

Le soste indicate nei cerchi 2 e 3 mostrano chiaramente una diminuzione di pressione; ciò indica una perdita nel peso idrostatico del fango.

Al termine della prova in questi casi, si deve controllare se vi è un recupero anormale di fango. Se il recupero è anormale cioè maggiore del fango esistente fra il packer e gli spari significa che le aste perdono. Se il recupero invece è normale, vuol dire che durante la discesa del packer è avvenuta qualche rottura di strato e di conseguenza il pozzo beve.

**Calcolo della capacità produttiva della formazione.** Controllate le pressioni « chiave » e assicuratisi che la prova sia tecnicamente riuscita, si passa all'interpretazione vera e propria del diagramma e al calcolo della capacità produttiva della formazione.

Innanzitutto molto importante è stabilire se l'erogazione è avvenuta in condizioni « critiche » e « non critiche » perchè da questo dipende l'andamento delle pressioni di fondo.

Come già detto precedentemente, quando il flusso è in condizioni « critiche » la portata è indipendente dalla pressione a valle della duse di fondo, mentre quando è in condizioni « non critiche » la portata dipende anche dalla pressione a valle della duse.

È evidente che nel primo caso, la relazione fra la portata e la pressione di fondo è funzione solo delle caratteristiche della formazione, mentre nel secondo caso detta relazione è influenzata anche dalla contropressione sulla duse se questa varia col tempo.

Nel primo caso si può determinare la potenzialità della formazione, nel secondo caso è impossibile.

Nella fig. 8 sono rappresentate due registrazioni di fondo di prove eseguite in pozzi a gas.

Nella registrazione a) si nota la fuoriuscita del cuscinetto d'acqua. Quando l'acqua immessa è uscita alla superficie la pressione si stabilizza ad un valore costante col tempo.

La formazione non eroga acqua e quindi anche se il flusso è in condizioni « non critiche » la portata rimane costante. La pressione di fondo resta costante e si ha un indice di forte permeabilità.

Nella registrazione b) invece si nota l'influenza delle condizioni non critiche. La formazione eroga acqua salata. La pressione d'erogazione a monte della duse di fondo rimane costante fino a che la contropressione dovuta all'accumularsi del liquido non supera il valore critico.

Raggiunto questo valore, ha luogo una diminuzione di portata e quindi un progressivo aumento della pressione di fondo.

Nella fig. 9, sono rappresentate tre registrazioni della medesima formazione eseguita in condizioni diverse.

Nelle due prime registrazioni (*a* e *b*) il flusso è critico, la duse di fondo è diversa ( $3/16''$  e  $1/4$ ) ed infatti si vede che la pressione di fondo è diversa nei due casi.

Nella terza registrazione, la prova era eseguita senza duse di fondo, quindi il flusso è senz'altro in condizioni non critiche. Si nota la netta differenza fra le registrazioni eseguite in flusso critico e quella eseguita in flusso non critico.

In quest'ultimo caso la pressione parte da un valore molto basso e in questo punto la portata è molto alta, e progressivamente con l'aumentare della contropressione la portata diminuisce e conseguentemente aumenta la pressione. In questo caso è evidente che la capacità produttiva della formazione è di difficile determinazione. In alcuni casi, anche se il flusso è in condizioni non critiche, la registrazione della pressione di fondo può servire ugualmente per la determinazione della potenzialità della formazione. Questo avviene quando la densità della colonna di fluido esistente nelle aste non varia col tempo e quindi la contropressione sulla duse di fondo rimane costante.

Un esempio di questo genere è dimostrato nella registrazione di fig. 10 che rappresenta una classica prova di erogazione di liquido. Nel tratto B-C l'acqua risale nelle aste, infatti la pressione di fondo registrata aumenta col tempo.

Nel punto C inizia l'erogazione di acqua alla superficie.

Il tratto C-D, pur essendo il flusso in condizioni « non critiche », rappresenta l'andamento della pressione di fondo in funzione del tempo con quella determinata portata d'acqua.

In generale si può dire che quando il flusso è « non critico » la pressione di fondo aumenta col tempo, a causa dell'ascesa del liquido nelle aste. La pressione diventerà costante soltanto quando il battente di liquido entrato nelle aste si avvicina alla pressione di strato.

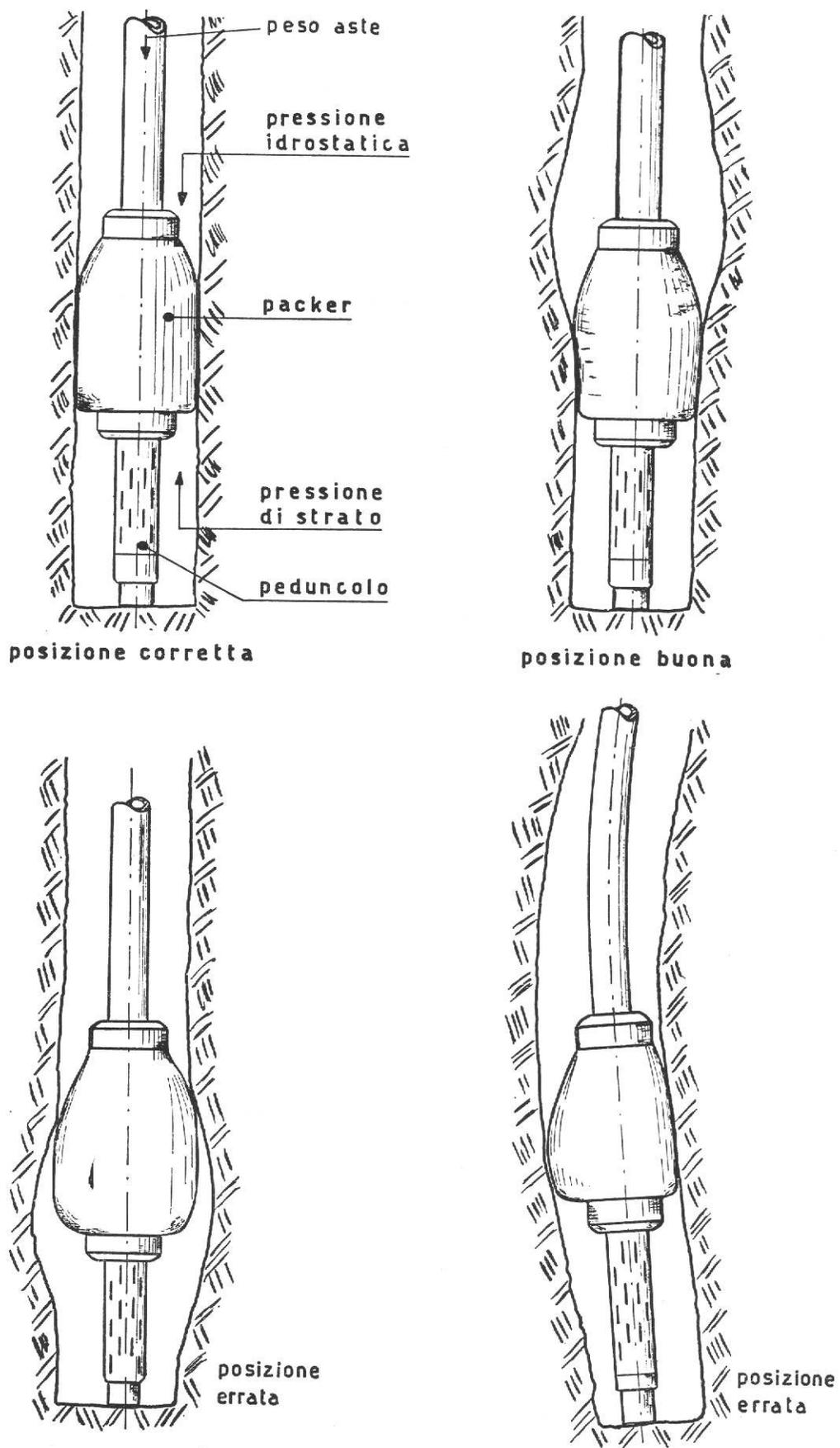
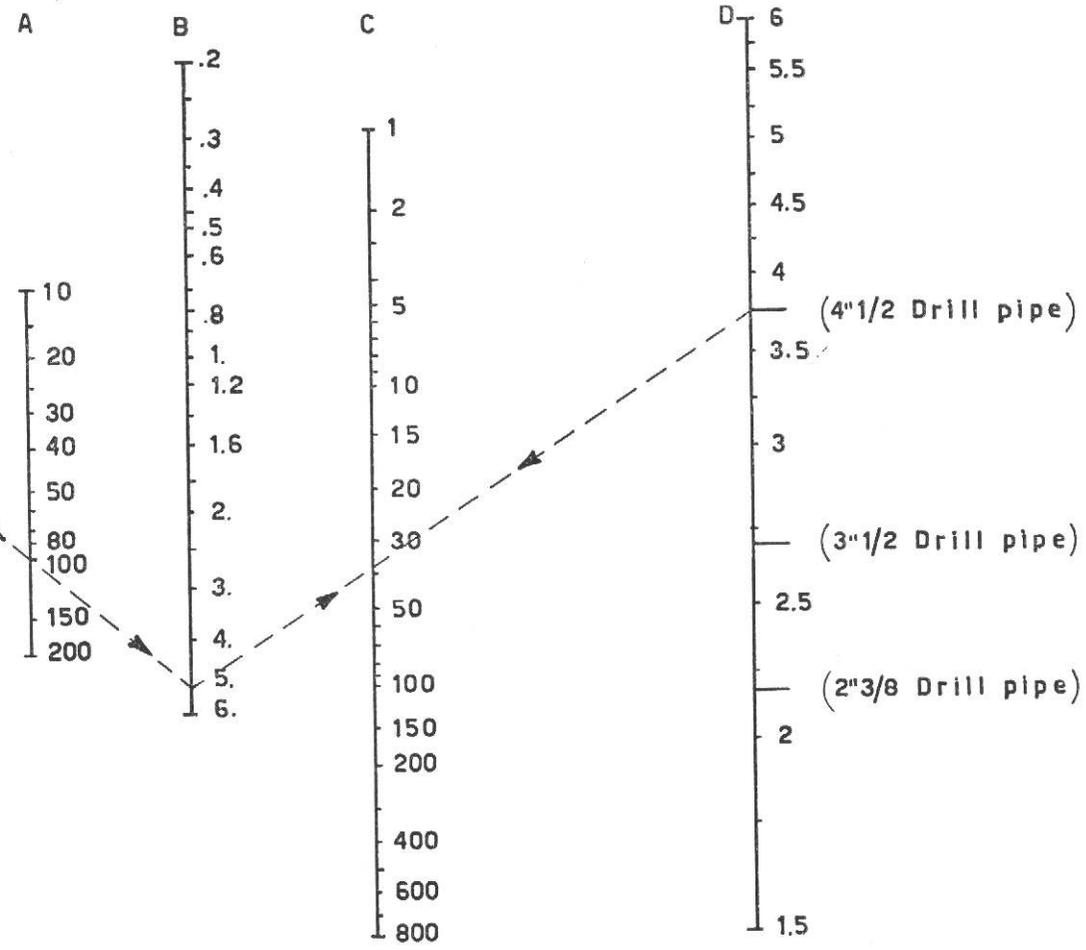
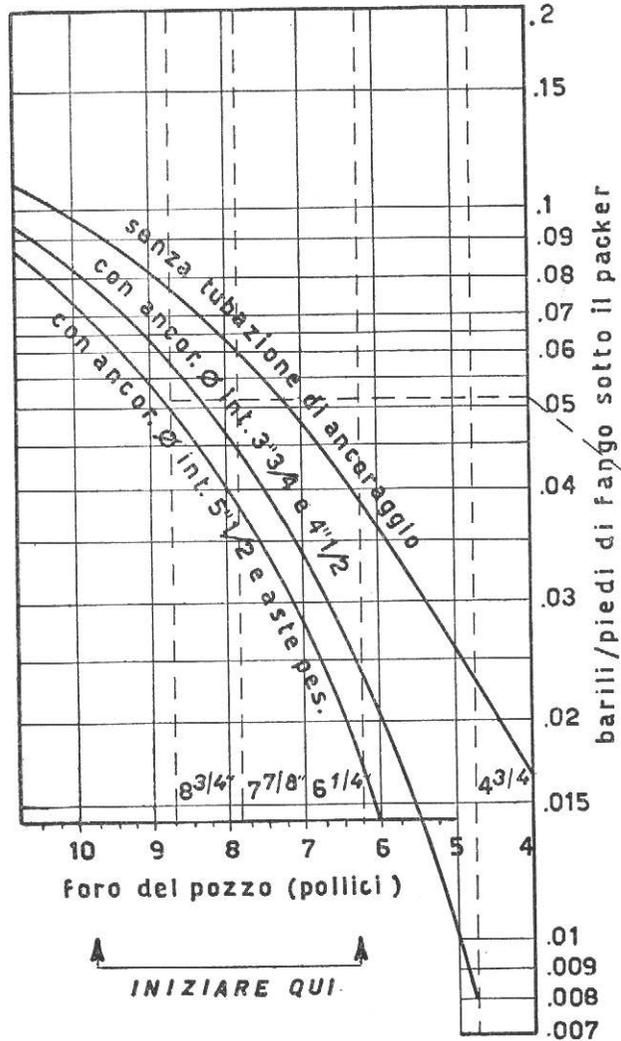


Fig.1- Posizioni fissaggio packers



NOMOGRAMMA CALCOLO CAMERA D'ARIA  
 PER DISC-VALVE

- A = Altezza del foro sotto il packer (piedi)
- B = Volume del fluido sotto il packer (barili)
- C = Camera d'aria, 10% del volume sotto il packer (piedi)
- D = Diametro int. delle aste (pollici)

Fig. 2

**DETERMINAZIONE SALINITÀ E RESISTIVITÀ  
ACQUA DI FORMAZIONE**

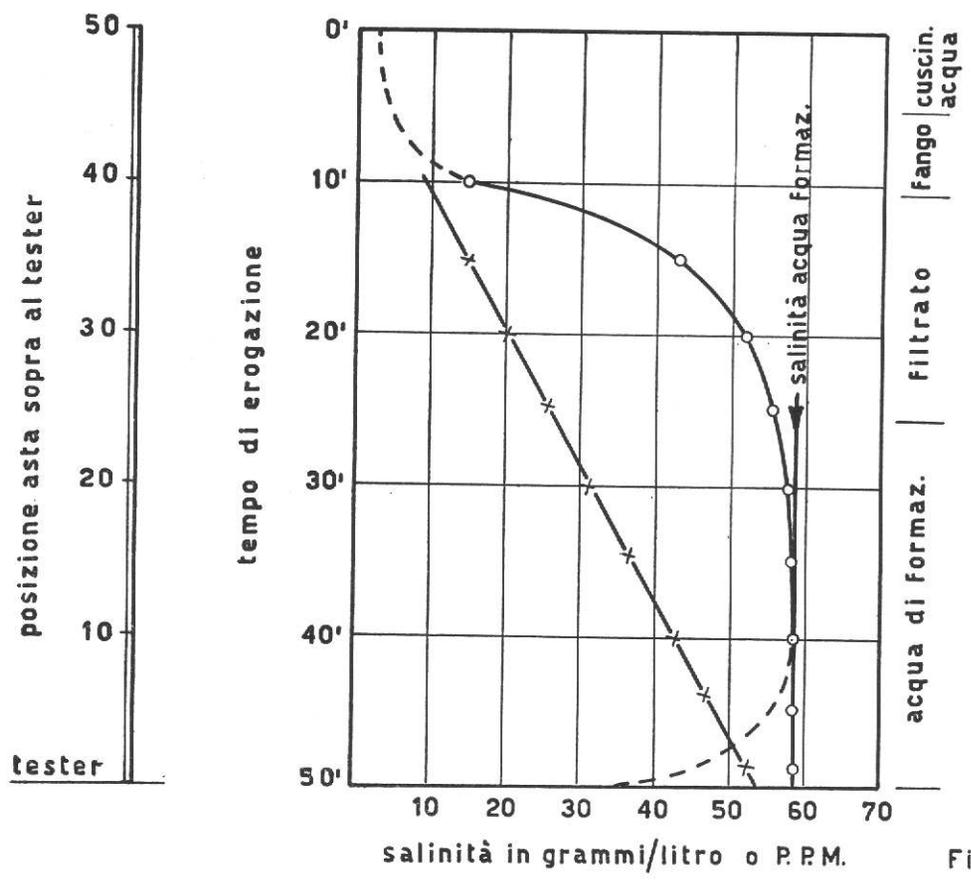


Fig. 3 -

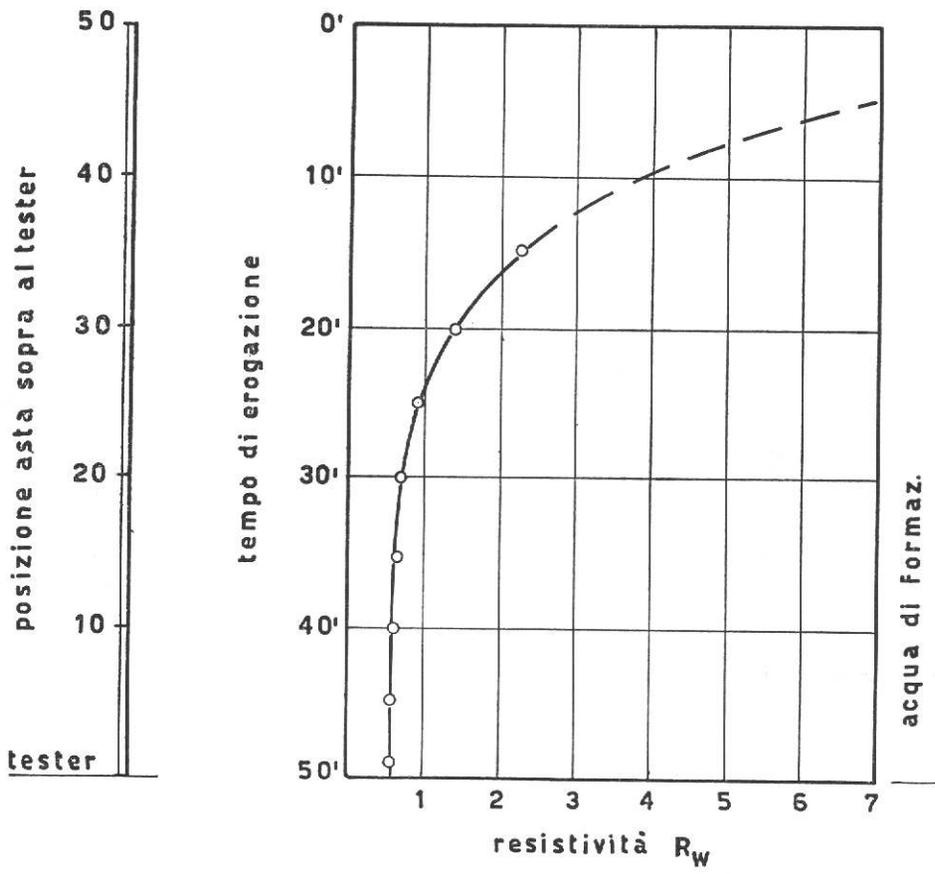


Fig. 4 -

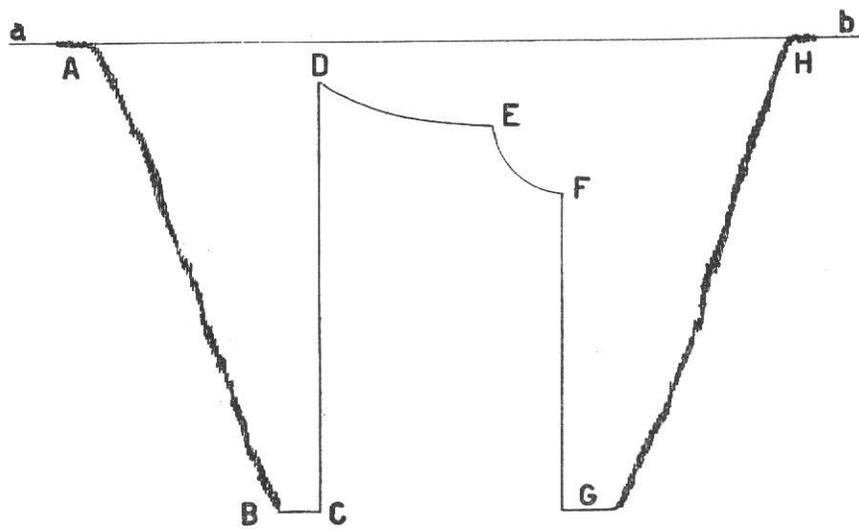
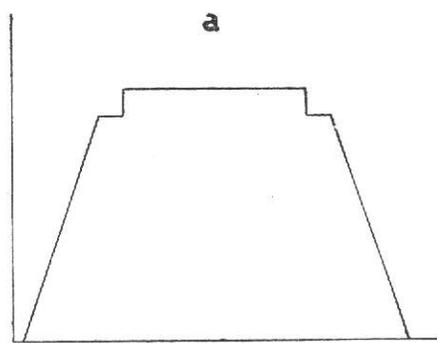
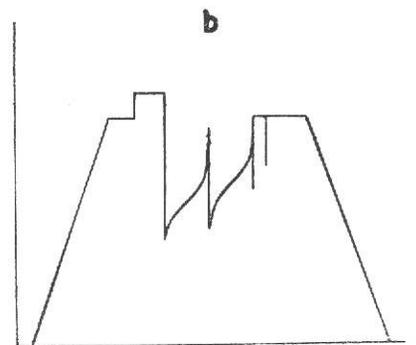


Fig. 5-

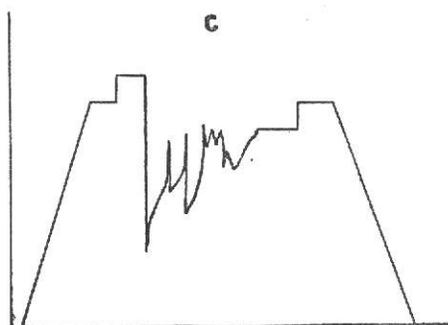
DIAGRAMMA TIPICO HALLIBURTON



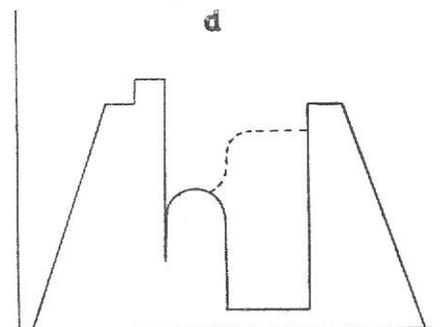
mancata apertura tester



insufficiente tenuta packer



intasamento duse di fondo



peduncolo tappato

Fig. 6-

DIFETTI FUNZIONAMENTO PACKER-TESTER

-In diagrammi tipo Johnston-

DIFETTI FUNZIONAMENTO PACKER-TESTER

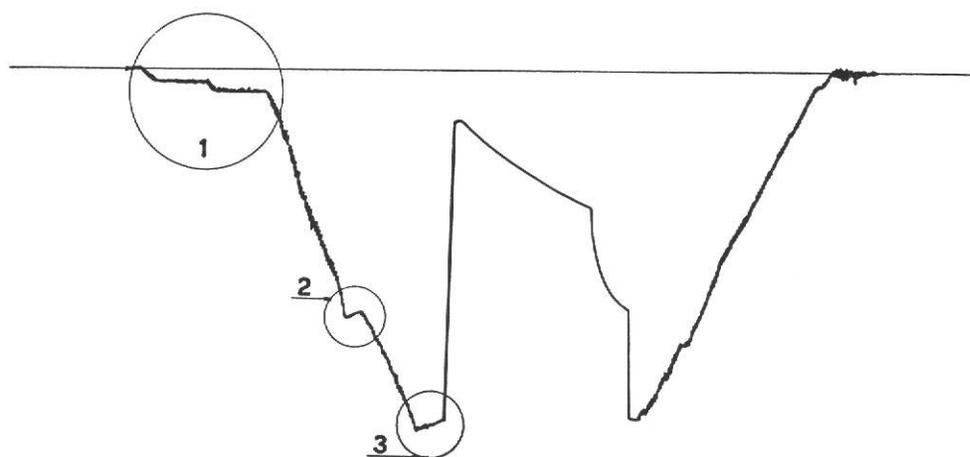
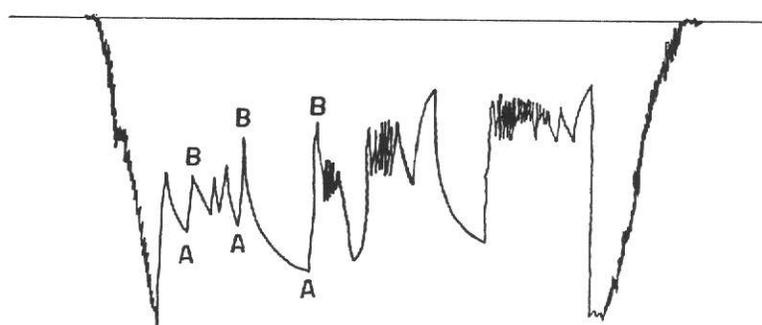
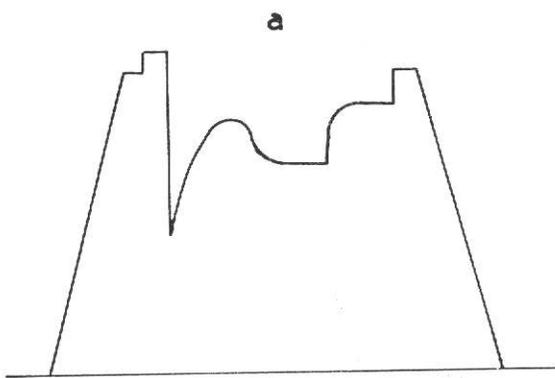
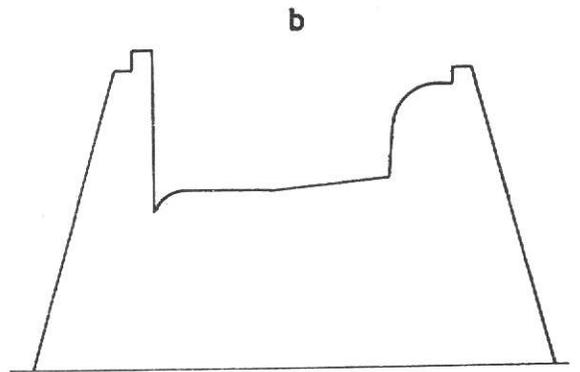


Fig. 7-

DIAGRAMMI TIPICI

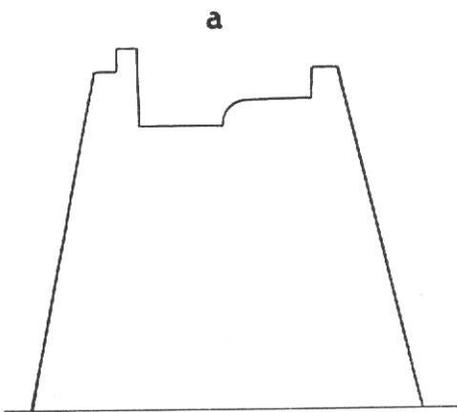


spurgo cuscinetto acqua - pozzo a gas

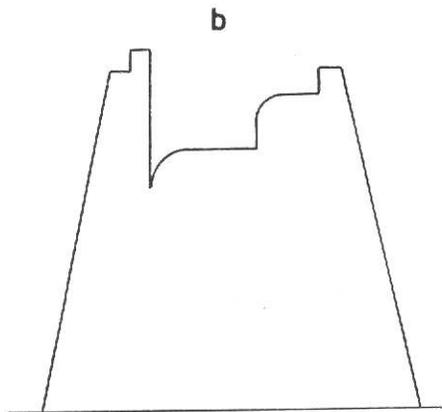


eccessivo battente liquido - flusso non critico

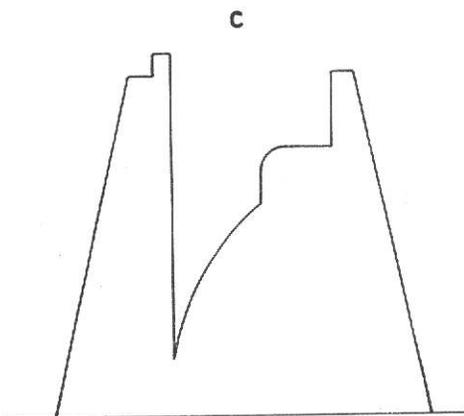
Fig.8 -



Flusso critico - duse  $\phi$  3/16"



Flusso critico - duse  $\phi$  1/4"



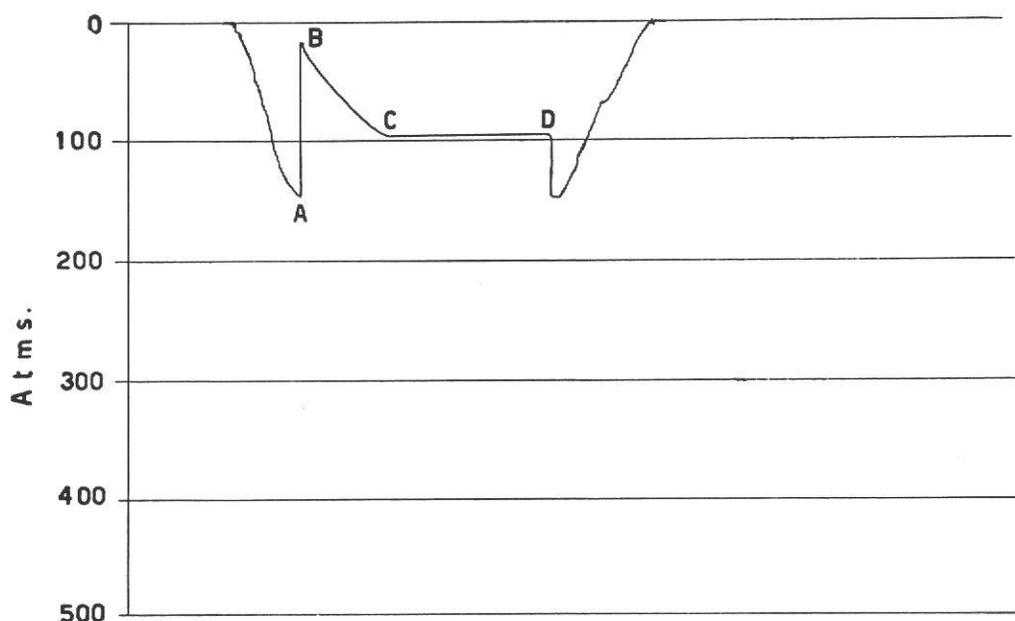
Flusso non critico - senza duse

Fig.9 -

# REGISTRATORE HALLIBURTON TIPO B.T. 590

Diagramma pressione di fondo

Prova N° 23



A = 147 atms. — pressione idrostatica del fango  
B = 18    “ —    “    all'apertura del tester  
C = 98    “ —    “    massima  
D = 93    “ —    “    alla chiusura del tester

Fig. 10

## Lista dei simboli

AM	= Distanza tra l'elettrodo di corrente e di misura della sonda normale.
AO	= Distanza tra gli elettrodi della sonda inversa.
BHT	= Temperatura di fondo (Bottom hole temperature).
d	= Diametro del foro.
$D_1$	= Diametro medio della zona invasa.
e	= Spessore dello strato.
$t_{mc}$	= Spessore del pannello del fango (mud cake).
$R_m$	= Resistività del fango.
$R_{mf}$	= Resistività del filtrato.
$R_{mc}$	= Resistività del pannello di fango.
$R_w$	= Resistività dell'acqua di formazione.
$R_{wa}$	= Resistività apparente dell'acqua di formazione.
$R_z$	= Resistività di una miscela elettrolitica (può essere definita per una data zona: invasa o non invasa).
$R_t$	= Resistività vera della formazione (zona non inv.).
$R_o$	= Resistività della formazione al 100 % di imbibizione di acqua.
$R_1$	= Resistività della zona invasa.
$R_{x_0}$	= Resistività della zona d'invasione totale (immediatamente dietro al mud cake).
$R_s$	= Resistività delle formazioni adiacenti.
$R_{16''}, R_{64''}$	= Resistività apparenti della: Normale 16'', normale 64'', inversa
$R_{18'8''}, R_{1'' \times 1''}$	18'8'', microinversa 1'' x 1'' e micronormale 2''.
e $R_{2''}$	
F	= Fattore di resistività della formazione.
$F_a$	= Fattore di formazione apparente.
$\emptyset$	= Porosità effettiva %.
$S_w$	= Saturazione in acqua nella zona non invasa, in percento del volume poroso.
$S_i$	= Saturazione in acqua nelle zone invase.
$S_{x_0}$	= Saturazione in acqua nelle zone di invasione totale.
RO S	= Saturazione residua in olio % del volume poroso = $(1 - S_{x_0})$ .
K	= Coefficiente nelle formule del PS.
$E_c$	= Componente elettrochimica del PS.
$E_k$	= Componente d'elettrofiltrazione del PS.
K	= Potenziale spontaneo pseudo-statico (max PS davanti a una sabbia
SSP	= argillosa di spessore elevato).
PSP	= Coefficiente di riduzione del potenziale spontaneo = $PSP/SSP$ .
$\alpha$	= Potenziale spontaneo statico (massimo PS possibile per $R_{mf}/R_w$
$\Delta t$	= dato).
	Permeabilità in millidarcy.
	Tempo di transito del sonic in microsecondi per piede.

## FORMULE

*Formula di Archie*

$$S_w^n = FR_w/R_t; S_w = \sqrt[n]{R_o/R_t} \text{ (n generalmente = 2)}$$

*Fattore di resistività della formazione*

$$F = R_o/R_w; F_a = R_{xo}/R_{mf}$$

*Fattore di resistività della formazione in funzione della porosità*

$$\text{Humble: } F = 0.62/\phi^{2.15}; \text{ Archie: } F = 1/\phi^m$$

*Formule SP*

$$\text{SSP} = -K \log_{10} R_{mf}/(R_w)_e; \text{PSP} = -K \log_{10} R_{mf}/R_{wa}$$

*Formula del tempo medio*

$$\Delta t = \frac{\phi}{V \text{ fluido}} + \frac{(1-\phi)}{V \text{ matrice}}$$

## II.9 INTERPRETAZIONE DEI CAROTAGGI ELETTRICI E RADIOATTIVI

### 9.1 Concetti base per l'interpretazione dei carotaggi elettrici e radioattivi

L'interpretazione quantitativa dei log elettrici e radioattivi è basata sull'uso di semplici formule empiriche o dei relativi abachi.

Tali formule rappresentano delle soluzioni approssimate delle relazioni esistenti tra i parametri derivabili direttamente dai logs (Potenziale spontaneo, resistività, Neutron log ecc.) e alcuni parametri fisici dai quali è possibile stimare se le formazioni studiate possono produrre o no idrocarburi.

Tali formule non sono molto corrette ma nella maggior parte dei casi la loro applicazione è soddisfacente.

In numerosi casi, si possono fare grandi errori nei valori dei parametri, ottenuti direttamente dai logs. La principale difficoltà nella interpretazione quantitativa consiste nel cercare di evitarli. I parametri fisici che interessa ricercare sono: permeabilità, porosità, saturazione in acqua e spessore degli strati.

La permeabilità è difficile da ottenere, nondimeno è possibile definire dall'esame del P.S. o del microlog (o studiando parecchie curve di resistività per notare la presenza della zona invasa) quali formazioni sono permeabili.

In casi favorevoli è possibile ottenere dai logs un ordine di grandezza della permeabilità (vedi Log interpretation charts della Schlumberger da pag. E1 a E4).

In una formazione porosa, la matrice è generalmente un isolante e la corrente elettrica può circolare solo attraverso l'acqua che riempie gli spazi porosi.

Quando si scioglie un sale nell'acqua, esso si dissocia in cariche positive (cationi: es.  $\text{Na}^+$ ) e in cariche negative (anioni: es.  $\text{Cl}^-$ ).

Sotto l'influenza di un campo elettrico questi ioni si muovono e una corrente elettrica si stabilisce nella soluzione. A parità di altri fattori, la corrente è più grande se il numero degli ioni in soluzione aumenta.

La resistività è la misura della resistenza che la corrente elettrica incontra nel passare attraverso ad un mezzo. L'unità usata nei log elettrici è l'ohm  $\text{m}^2/\text{m}$  che rappresenta la resistenza elettrica di un metro cubo quando la corrente fluisce fra due facce parallele.

$R_w$ , è la resistività dell'acqua interstiziale ed è una funzione della salinità e della temperatura. Conoscendo questi due parametri si può calcolare  $R_w$  se l'acqua contiene solo cloruro di sodio. Se l'acqua contiene altri sali,  $R_w$  va calcolato tenendo conto dei coefficienti indicati a pag. A-5 (Logs int.-charts). La temperatura della formazione si può valutare con l'abaco A-2 (Logs inter.-charts) conoscendo la temperatura di fondo pozzo, letta sulla testata del log. È necessario però anche conoscere i valori della temperatura degli strati superficiali o del gradiente termico.

Nelle « formazioni pulite » (formazioni non contenenti argilla), si è trovato sperimentalmente che il rapporto  $R_o/R_w$  ( $R_o$  è la resistività della formazione satura completamente di acqua di resistività  $R_w$ ) si mantiene costante al variare di  $R_w$ . A questo rapporto si è dato il nome di « Fattore di Formazione ».

Il fattore di formazione è una funzione della porosità  $\emptyset$  ( $\emptyset$  è la frazione porosa del volume totale di un campione di roccia) e della distribuzione della porosità nella roccia.

Archie ha suggerito la formula:  
dove  $m$  è il « fattore di cementazione ».

$$F = \frac{1}{\varnothing^m}$$

Risultati sodisfacenti si ottengono usualmente prendendo:

$$F = \frac{0,81}{\varnothing^2} \quad \text{nelle sabbie}$$

$$F = \frac{1}{\varnothing^2} \quad \text{nelle rocce dure} \\ \text{(calcri ad es.)}$$

Nel loro campo di applicazione, queste due formule si differenziano un poco dalla formula di Humble:

$$F = \frac{0,62}{\varnothing^{2,15}}$$

La formula di Humble è usata dalla Schlumberger nel « Log Interpretation Charts ».

Nondimeno, nel campo delle basse porosità e in particolare nel caso di formazioni fratturate la formula:  $F = \frac{1}{\varnothing^m}$  dove  $m$  varia da 2 a 2.3 o anche 2.5 è

qualche volta da preferirsi.

In una formazione contenente olio e gas, entrambi elettricamente isolanti, la resistività è una funzione non solo di  $F$  e di  $R_w$  ma anche di  $S_w$  (saturazione in acqua interstiziale).

La saturazione è la frazione del volume poroso occupata dall'acqua interstiziale.

La frazione del volume poroso occupata dagli idrocarburi vale:  $1 - S_w$ .

La relazione espressa da Archie, è:

$$R_t = \frac{F R_w}{S_w^n}$$

dove  $n$ , esponente della saturazione, è generalmente preso uguale a 2.

La quantità  $F \cdot R_w$  è la resistività  $R_o$  della formazione quando è saturata al 100 % di acqua di resistività  $R_w$  e quindi si ha:

$$R_t = \frac{R_o}{S_w^n} \quad \text{o anche con } n = 2$$

$$(1) \quad S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

$$(2) \quad S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}$$

La prima interpretazione quantitativa, basata solo sulle curve di resistività, usa questa formula (1).

Nella formula (2) si vede che per valutare  $S_w$  è necessario conoscere  $R_t$ ,  $F$  (o  $\emptyset$ ) e  $R_w$ .

Per poter determinare  $R_t$  a causa dell'influenza della zona invasa, una sola curva di resistività non basta.

In molti casi,  $R_w$  può essere ricavato dal potenziale spontaneo con la formula:

$$SSP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

dove:

$R_{mf}$  è la resistività del filtrato del fango

$K$  è un coefficiente dipendente dalla temperatura.

La porosità o il fattore di formazione possono essere determinati in molti modi.

— Da misure dirette su carote di fondo e di parete. I dati ottenibili dalle carote sono però generalmente limitati a piccoli tratti di formazione. Tali valori sono molto importanti soprattutto per la taratura dei logs.

— Dal microlog o dal microlaterolog.

Il filtrato del fango entra nella formazione e spiazzava l'acqua interstiziale e gran parte dell'olio o del gas. La resistività  $R_{xo}$  della zona invasa nella immediata vicinanza del foro (zona flussata), è espressa dall'equazione:

$$R_{xo} = \frac{F R_{mf}}{S_{xo}^2}$$

dove  $R_{mf}$  è la resistività del filtrato di fango.

$S_{xo}$  saturazione del filtrato del fango nella zona flussata varia tra 0,7 e 1,0 ed è uguale a:  $(1 - ROS)$  dove R.O.S. è l'abbreviazione di « saturazione residua in olio ».  $R_{xo}$  può determinarsi con un Microlog o un Microlaterolog. Se l'invasione è grande  $R_{xo}$  può pure determinarsi dalla piccola normale o da una piccola inversa (sonda per calcari).

Avuto  $R_{xo}$  si può determinare  $F$  solo se si assume un valore per  $S_{xo}$ . L'errore di cui risulta affetto  $F$  non è grande eccetto che in casi eccezionali (formazioni contenenti olio molto viscoso).

— Dal neutron log si può ottenere direttamente la porosità.

Misure di laboratorio hanno mostrato che il logaritmo della porosità è una funzione lineare della risposta del Neutron log, con diametro del foro costante.

— Il Sonico log dà pure la porosità. Infatti la velocità del suono per un dato tipo di litologia è una funzione lineare della porosità.

— Il gamma-gamm log (density log) permette di ottenere la porosità.

*N. B.* Nel caso di formazioni fratturate le formule qui scritte possono ancora essere utilizzate, ma la loro precisione è certamente meno buona che nel caso di formazioni a porosità unicamente intergranulare.

Nelle formazioni contenenti una proporzione apprezzabile di argilla le formule precedenti non sono valide. È possibile, conoscendo  $R_t$ ,  $R_{xo}$ , SSP e PSP, fare una interpretazione quantitativa.

## 9.2 Il potenziale spontaneo

La curva del potenziale spontaneo rappresenta le differenze di potenziale fra un elettrodo fisso di superficie e un elettrodo mobile entro il foro del sondaggio (vedere schema del circuito di misura: Fig. 2-1).

La fig. 2-6 è un esempio di curva del PS registrata in un insieme di sabbia e argilla. Gli strati di argilla sono registrati nel log generalmente come una retta, che viene chiamata linea di base delle argille. Agli intervalli permeabili corrispondono invece delle deviazioni in generale negative a partire da questa linea base.

Le variazioni di potenziale messe in evidenza dalla curva del PS, indicano che delle correnti continue naturali circolano nel fango di sondaggio.

Queste correnti sono dovute a delle forze elettromotrici d'origine elettrochimica e elettrocinetica.

La posizione della linea base delle argille non ha alcun significato ai fini dell'interpretazione, infatti questa posizione è fissata dall'operatore in modo che il valore del potenziale registrato non esca dalla traccia.

**Forza elettromotrice d'origine elettrochimica.** Consideriamo una formazione permeabile limitata sopra e sotto da argilla e supponiamo che i due elettroliti, filtrato del fango e acqua interstiziale contengano solo NaCl. Le argille per la loro struttura (le argille sono caratterizzate da strati di atomi di alluminio silicio e ossigeno con ai bordi degli strati, gli atomi negativi dell'ossigeno) sono permeabili ai cationi  $\text{Na}^+$ , ma non lasciano passare gli anioni  $\text{Cl}^-$ . Gli ioni  $\text{Na}^+$  possono quindi attraversare le argille circostanti, da un elettrolita all'altro e il risultato di ciò è un movimento di cationi dalla soluzione più concentrata (normalmente l'acqua interstiziale), verso la soluzione meno concentrata dando origine a un potenziale di membrana — (vedi fig. 2-2).

Al bordo della zona invasa, l'acqua di formazione e il filtrato del fango vengono a contatto, e gli ioni  $\text{Na}^+$  e  $\text{Cl}^-$  possono quindi trasferirsi da una soluzione all'altra. Siccome gli ioni  $\text{Cl}^-$  hanno una mobilità più grande degli ioni  $\text{Na}^+$ , il risultato è un flusso di cariche negative dalla soluzione più concentrata a quella meno concentrata, il che dà origine a un potenziale al contatto dei liquidi. Il potenziale al contatto dei liquidi è solo un quinto circa del potenziale di membrana.

Se la formazione permeabile non è argillosa la f.e.m. risultante, dovuta a questi due fenomeni per soluzioni contenenti solo NaCl è uguale, a

$$E_c = K \log \frac{a_w}{a_{mf}}$$

dove

$a_w$  e  $a_{mf}$  sono le attività dei cationi Na nell'acqua interstiziale e nel filtrato alla temperatura della formazione:

K è un coefficiente proporzionale alla temperatura assoluta e uguale a 71 a 25°C.

**Forza elettromotrice d'origine elettrocinetica.** La filtrazione del fango attraverso il pannello (mud cake) crea una forza elettromotrice di elettrofiltrazione, che dipende dalla pressione differenziale e dalla resistività del fango.

Le argille hanno permeabilità che sono molto basse ma sufficienti a permettere qualche filtrazione e a dare origine a una f.e.m. elettrocinetica. La componente elettrocinetica del P.S. è la differenza tra la f.e.m. elettrocinetica del pannello e quella delle argille.

Questa differenza è stato dimostrato essere generalmente molto piccola.

Una eccezione possibile è il caso delle formazioni sfruttate e quindi a pressione molto bassa.

**Influenza della permeabilità sulla curva del potenziale spontaneo.** Il movimento di ioni che dà origine al potenziale spontaneo, è possibile solo in formazioni che hanno un minimo di permeabilità (anche una piccola frazione di 1 md.).

Non vi è però nessuna relazione tra i valori di permeabilità della formazione e le forze elettromotrici.

Anche la porosità non è legata che indirettamente al potenziale spontaneo.

**Potenziale spontaneo statico.** La (fig. 2-2) dà una rappresentazione schematica delle linee di corrente del P.S.

La corrente fluisce dalla formazione permeabile attraverso l'argilla al fango nel foro quando la salinità dell'acqua di strato è maggiore di quella del fango.

Le correnti fluiscono nel senso opposto quando la salinità dell'acqua di strato è minore di quella del fango.

Questo è il caso delle formazioni superficiali ad acqua dolce.

La caduta di potenziale lungo le linee di corrente è uguale alla f.e.m. ma la deflessione della curva del P.S. misura solo la caduta di potenziale nel foro, che è solo una parte della totale.

Se la corrente non fluisse, la differenza di potenziale osservata nel fango, sarebbe uguale alla f.e.m. totale.

La curva ideale che si registrerebbe in tale caso sarebbe quella del Potenziale Spontaneo Statico (fig. 2-2).

**Forma della curva del P.S.** La pendenza della curva è proporzionale alla intensità della corrente nel fango alla quota considerata.

Dalla (fig. 2-2) si vede che l'intensità della corrente nel fango è massima ai confini delle formazioni permeabili e quindi la pendenza della curva del P.S. è massima in questi punti.

La forma della curva del P.S. e l'ampiezza delle sue deflessioni in corrispondenza di strati permeabili sono influenzate da numerosi fattori:

- spessore dello strato permeabile;
- resistività vera della formazione ( $R_t$ );
- resistività della zona invasa ( $R_i$ );
- resistività delle formazioni adiacenti ( $R_s$ );
- resistività del fango ( $R_m$ );
- diametro del foro e della zona invasa.

A parità di condizioni, la deflessione è proporzionale al potenziale statico (f.e.m. totale).

La (fig. 2-4) dà alcuni esempi delle curve del P.S.

Da queste curve si vede che i confini degli strati permeabili sono indicati chiaramente solo quando il rapporto  $R_t/R_m$  è basso. In tutti i casi rappresentati in (fig. 2-4),  $R_s$  è uguale a  $R_t$ .

**Curve del P.S. nelle formazioni dure (calcari).** Nelle formazioni dure le resistività sono normalmente molto elevate.

Nell'esempio di fig. 2-5 la corrente fluisce nel foro dal letto di argilla a quello di sabbia senza poter abbandonare il foro per l'alta resistività della formazione compatta.

Di conseguenza l'intensità delle correnti del P.S. rimane costante nel foro in corrispondenza alle formazioni compatte e la curva del P.S. è rettilinea (se il diametro del foro rimane costante).

La corrente può entrare o uscire dal foro solo in corrispondenza a letti permeabili o argillosi e la curva del P.S. (assumendo il diametro del foro costante) mostrerà una successione di tratti rettilinei con un cambiamento di pendenza tale da presentare la concavità verso la linea base delle argille in corrispondenza a ogni intervallo permeabile, e la convessità verso la linea base delle argille in corrispondenza a un letto argilloso. (fig. SP - 3).

In considerazione di ciò è impossibile definire lo spessore dei livelli permeabili con precisione.

#### Applicazioni del P.S.

— Profondità e spessore degli strati permeabili.

La curva del potenziale spontaneo indica nei punti di flesso i limiti dei livelli permeabili.

Se la salinità del fango è minore (maggiore) di quella dell'acqua di strato la deflessione è negativa (positiva) rispetto alla linea base delle argille.

— Correlazioni geologiche. Se due pozzi vengono perforati con caratteristiche del fango simili le curve del P.S. saranno tanto più simili quanto più sono simili i profili litologici.

— Argillosità: il rapporto  $\frac{PSP}{SSP} = \frac{\text{deflessione del P.S. nella sabbia}}{\text{Potenziale spontaneo statico}}$

dà un indice di argillosità variabile fra 0 e 1.

**Determinazione di  $R_w$ .** La componente elettrocinetica del P.S. è generalmente trascurabile confrontata con la f.e.m. elettrochimica e il P.S. statico è circa uguale alla f.e.m. elettrochimica.

— Caso con salinità del fango e dell'acqua di strato dovuto solo a NaCl.

Il pot. spontaneo statico è circa uguale a:

$$K \log \frac{a_w}{a_{mf}}$$

Se le concentrazioni in NaCl delle due soluzioni (acqua interstiziale e filtrato) sono inferiori a 80.000 p.p.m. le attività ( $a_w$  e  $a_{mf}$ ) sono inversamente proporzionali alle resistività e si ha quindi:

$$SSP = -K \log \frac{a_w}{a_{mf}} = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

(ved. abaco A-10 del Logs Intr. Ch.).

Se uno dei due elettroliti ha una concentrazione in sale più grande di 80.000 p.p.m. la sua resistività non è più inversamente proporzionale alla sua attività ma la relazione è ciononostante ben conosciuta. È pratico considerare la resistività equivalente dell'acqua  $R_{we}$  come l'inverso dell'attività  $a_w$ , eguale a  $R_w$  nelle soluzioni diluite (ved. fig. A-12 del Logs Int. Charts).

Di conseguenza se l'acqua interstiziale (o il filtrato del fango) ha una concentrazione più grande di 80.000 p.p.m. si può scrivere la relazione:

$$SSP = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}}$$

dove:

- l'abaco A-10 dà  $\frac{R_{mfe}}{R_{we}}$  noto SSP;
- l'abaco A-12 dà  $R_{mfe}$  noto  $R_{mf}$  quando la salinità del fango è maggiore di 80.000 p.p.m.;
- l'abaco A-12 dà  $R_w$  noto  $R_{we}$ .
- Caso in cui la salinità dell'acqua (o del fango) è dovuta a ioni magnesio oltre che a ioni sodio.

$$SSP \approx -K \log \frac{(a_{Na} + \sqrt{a_{Ca} + a_{Mg}})_w}{(a_{Na} + \sqrt{a_{Ca} + a_{Mg}})_{mf}}$$

dove  $a_{Na}$ ,  $a_{Ca}$  e  $a_{Mg}$  sono le attività degli ioni Sodio Calcio e Magnesio nell'acqua interstiziale e nel fango (ved. fig. 1 e 2 del n. 5 della Bibliog.).

**Acqua interstiziale.** Le figure dell'articolo accennato mostrano che in soluzioni concentrate, l'attività degli ioni sodio è più grande di quella degli ioni  $C_a$  e  $M_g$  per uguali concentrazioni di  $N_a$  e di  $M_g + C_a$ .

Inoltre la concentrazione  $C_a + M_g$  nelle acque interstiziali molto salate è molto bassa cosicchè si può calcolare  $R_w$ , dal PS, considerando la salinità dovuta solo al Sodio.

Le figure suaccennate mostrano che in soluzioni diluite l'attività degli ioni bivalenti è molto più grande di quella degli ioni sodio a pari concentrazione; come conseguenza, quando le acque di formazione sono dolci (salinità totale minore di 15.000 p.p.m.) bisogna tener conto dell'influenza degli ioni bivalenti.

L'abaco A-12 mostra nella parte tratteggiata la zona in cui è rilevante l'influenza del  $C_a$  e  $M_g$ .

**Filtrato del fango.** Su un gran numero di campioni di filtrato del fango sono state fatte le misure di resistività e di attività che hanno mostrato che il filtrato del fango si comporta in generale come una soluzione di sodio a bassa concentrazione: ossia l'attività è inversamente proporzionale alla resistività (vedere fig. SP-4).

*N. B.*  $R_{mf}$  deve essere ottenuto da misure dirette. Se lo si stima dall'abaco A-4 in funzione di  $R_m$  si possono avere anche errori abbastanza grandi.

Nei filtrati di fanghi contenenti ioni bivalenti,  $C_a^{++}$  (solo i fanghi a base di gesso e quelli calcici sembrano contenere ioni calcici in quantità notevole) l'attività  $a_{mf}$  non è più proporzionale a  $R_{mf}$  e per risolvere la relazione

$$SSP = -K \log \frac{a_w}{a_{mf}} \text{ rispetto ad } a_w \text{ o ad } \frac{1}{R_{we}}$$

è necessario conoscere  $a_{mf}$ .

Se le concentrazioni di ioni  $N_a$ ,  $C_a$  e  $M_g$  sono note le figure 1 e 2 dell'articolo citato possono essere usate per valutare  $a_{mf} = (a_{Na} + \sqrt{a_{Ca} + a_{Mg}})_{mf}$ . In effetti le concentrazioni degli ioni  $N_a$  e  $M_g$  sono difficili da misurare dato che parte degli ioni  $C_a$  e  $M_g$  in soluzione possono trovarsi in forma complessa (non ionica) con qualcuno degli additivi usati per controllare il fango.

L'attività del filtrato del fango può essere misurata direttamente con un misuratore di attività, con il quale si riproduce il fenomeno del Potenziale Spontaneo, come indicato qui sotto:

Filtrato del fango A	Membrana di argilla	Soluzione di riferimento con NaCl B	Membrana perm. inerte	Filtrato del fango C
----------------------------	------------------------	--	--------------------------	----------------------------

I componenti A e B sono divisi da una membrana di argilla (o piuttosto da una membrana sintetica equivalente); B e C sono separati da una membrana permeabile inerte. Si misura la differenza di potenziale tra gli elettrodi in funzione della differenza di potenziale letta. Si estrapola a zero il potenziale e si legge l'attività corrispondente.

Questa è l'attività del nostro filtrato.

Sembra che le misure dell'attività del filtrato del fango sono di interesse solo nei seguenti casi: fanghi a base di gesso, fanghi ad alto pH, acque di formazioni dolci.

**Determinazione del potenziale spontaneo statico.** Il potenziale spontaneo statico, può leggersi direttamente sui logs in base alla deflessione del P.S. dalla linea delle argille in corrispondenza di una formazione di sabbia non argillosa e di sufficiente spessore.

Se le deflessioni massime della curva del P.S., corrispondente a parecchi letti permeabili, giacciono su una linea parallela alla linea base delle argille, tale massimo rappresenta con molta probabilità l'S.S.P. E così anche, se le letture del P.S. rimangono costanti alla deflessione massima, sopra un intervallo abbastanza

esteso (maggiore di 10' piedi), è da ritenersi che si sia raggiunto l'S.S.P. Se gli spessori degli strati permeabili sono piccoli, la deflessione della curva del P.S., è minore dell'S.S.P., ed è quindi necessaria una correzione.

Le fig. (S.P. 5 - S.P. 6) che permettono di correggere il P.S. per l'influenza dello spessore, e della resistività degli strati adiacenti, devono essere usate solo quando ( $R_t \approx R_s$ ).

Quando l'intervallo in esame non contiene strati abbastanza estesi di argilla, la linea base dell'argilla e quindi l'S.S.P. non può essere determinato.

### 9.3 Misure di resistività

L'unità pratica della resistività è l'ohm  $m^2/m$ .

In questa unità, le resistività misurate variano in generale da 0,2 a 1000 ohm  $\cdot$  m. Resistività maggiori di 1000 sono rare in formazioni permeabili (es. calcari poco fratturati dolomie ecc.).

I metodi per la misura « in situ » della resistività delle formazioni sono due.

Il primo metodo misura tra due o più elettrodi la caduta di potenziale dovuta ad una corrente elettrica mandata nella formazione.

Il secondo metodo chiamato log induttivo, fa uso di un campo elettromagnetico alternato e il segnale misurato è proporzionale alla conduttività.

Esistono molti tipi di apparecchiature di misura:

- strumenti la cui misura è influenzata da un volume abbastanza grande di formazione; le registrazioni si chiamano: logs convenzionali (normale e inversa) laterolog e inductionlog;
- strumenti la cui misura è influenzata da un piccolo volume di formazione: Microlog e Microlaterolog.

### 9.4 Log convenzionali di resistività

**Curva normale.** La figura 4-2 dà l'idea schematica di questo tipo di apparecchiatura. Una corrente di intensità costante è mandata tra due elettrodi A (nel pozzo) e B (in superficie).

Si misura quindi la caduta di potenziale tra l'elettrodo M (nel foro) e un elettrodo N (in superficie).

La distanza AM è chiamata spacing.

La misura può ritenersi applicata mediamente nel punto di mezzo di AM.

In pratica l'elettrodo N è pure nel foro, la distanza AN è però molto più grande di AM.

**Curva inversa.** La fig. 4-3 è uno schizzo schematico dell'apparecchiatura.

La corrente è mandata tra l'elettrodo A nel foro e B in superficie.

Si misura la caduta di potenziale tra i due elettrodi MN, molto vicini tra loro.

Il punto di applicazione della misura è O punto di mezzo di MN. AO è lo spacing della INVERSA.

La disposizione usata è però quella della (fig. 4-3-b) in cui A e B sono i due elettrodi di corrente, M e N quelli di misura.

Questo nuovo schema è elettricamente identico al precedente e per il teorema di reciprocità i valori misurati non cambiano.

Il punto di misura è ora quello tra i due elettrodi di corrente. In pratica tutti e quattro gli elettrodi sono nel foro.

**Resistività apparente.** La curva normale del log riporta la quantità:

$$R_a = 4\pi AM \frac{V}{I}$$

ove:

$R_a$  = resistività apparente (ohm · m);

$V$  = differenza di potenziale tra M e N (V);

$I$  = intensità corrente misurata tra A e B.

La  $R_a$  sarebbe la resistività vera di una misura fatta con l'apparecchiatura normale in un mezzo omogeneo in cui non si fosse fatto il foro per introdurre gli elettrodi.

Il fattore  $4\pi AM$  è chiamato il coefficiente dell'apparecchiatura normale.

La curva inversa riporta la qualità:

$$R_a = \frac{4\pi AM \cdot AN}{MN} \frac{\Delta V}{I}$$

dove  $\Delta V$  è la differenza di potenziale misurata.

In un mezzo omogeneo  $R_a$  sarebbe uguale alla vera resistività misurata.

Normalmente si registrano contemporaneamente due normali, con spacing di 16" e 64" e una inversa con spacing di 18'8".

**Forma delle curve normali e laterali.** Le registrazioni della normale e della laterale sono influenzate dalle formazioni adiacenti.

In particolare le letture corrispondenti ad un livello permeabile dipenderanno non solo da  $R_t$  ma anche dalla resistività e dalle dimensioni geometriche del foro (pieno di fango), della zona invasa e delle formazioni adiacenti. Qui si studieranno le forme della curva normale e laterale quali si presentano in alcuni casi tipici. Per poter interpretare correttamente le curve dei logs convenzionali di resistività, è necessario conoscere questi esempi molto bene. Alcuni esempi sono riportati in fig. da R-1 a R-6.

Fig. R - I - Curva normale; in strati più resistenti delle formazioni circostanti.

Figura superiore: Caso di uno strato di spessore elevato (es.  $e = 10 \cdot AM$ ). La curva è simmetrica e presenta un massimo al centro dello strato.

Lo spessore apparente è inferiore allo spessore effettivo dello spacing.

Figura inferiore: Spessore dello strato inferiore allo spacing. La curva è ancora simmetrica ma si comporta in modo anormale. Infatti la resistività apparente dello strato resistivo è inferiore a quella delle formazioni adiacenti meno resistive.

Inoltre si hanno due massimi spurii ai lati dello strato.

- Fig. R - 2 - Curva normale: in strati meno resistivi delle formazioni adiacenti. Lo spessore apparente è più grande di quello effettivo dello spacing.
- Fig. R - 3 - Curva inversa: in letti più resistivi delle formazioni adiacenti. Giacchè lo spacing normale è 18'8" i casi rappresentati corrispondono a letti di spessore di circa 190'-28' e 9' piedi. Tutte le curve non sono simmetriche. Nel caso del 190' e del 28' si notano valori relativamente bassi nella parte inferiore. Nel caso di un letto sottile si ha una zona cieca seguita da un reflection peak.
- Fig. R - 4 - Curva inversa: in letti meno resistivi delle formazioni circostanti. Le curve non sono simmetriche. Nel caso di letti sottili l'anomalia si estende sotto lo strato ad una distanza all'incirca uguale ad AO.

Esempi di log elettrici convenzionali (16", 64" e 18'8") sono dati nelle figure (4-7 e 4-8).

Le figure da R-1 a R-4 corrispondono a formazioni aventi valori di resistività non troppo alti. Nelle formazioni molto resistive le curve normali non sono più asimmetriche.

— La fig. R-5 illustra il caso di un letto di spessore elevato di resistività infinita.

Una curva registrata con un'apparecchiatura a due elettrodi darebbe ancora una curva simmetrica, ma nel caso della curva registrata con tre elettrodi si ha una curva di forma triangolare con il vertice del triangolo posto ad una distanza AN sotto il confine inferiore.

La curva inversa ha pure una forma triangolare con il vertice in corrispondenza al limite più basso. Le letture della inversa rimangono molto basse nei 19' superiori dello strato.

Se il pozzo penetra solo parzialmente in un letto di resistività infinita l'inversa legge zero, e la normale dà un valore costante finchè l'elettrodo N rimane nel letto resistivo (fig. R-6).

La pubblicazione della Schlumberger: « Lateral curve (AO = 18' 8") for thin non « invaded beds », mostra le curve ottenute sperimentalmente con una curva inversa (AO = 18' 18") nel caso di strati sottili non invasivi, per le seguenti condizioni:

spessore degli strati: 40", 80", 160"  
 diametro del foro: 8"

$$\frac{R_s}{R_m} = 1, 10, 100, 100$$

$R_t$

e per vari valori di  $\frac{R_t}{R_s}$ .

Le curve mostrano che la laterale (AO = 18' 8") dà buone indicazioni circa

il valore di  $R_t$  in letti sottili quando  $\frac{R_s}{R_m}$  non è più grande di 10 e ammesso che

$\frac{R_t}{R_s}$  non sia più grande di 10.

Se le formazioni circostanti non sono isotrope, le letture della inversa in corrispondenza a strati sottili sono ridotte di un fattore approssimativamente

uguale al rapporto della resistività verticale alla resistività orizzontale delle formazioni circostanti (vedi: Oil & Gas Journal Feb. 1958 - Martin e Kunz).

**Curve di scarto dei log convenzionali.** Nel caso di una formazione permeabile, la resistività apparente misurata è una funzione di molti parametri.

Se tale formazione è molto estesa e verticalmente omogenea, con una zona invasa cilindrica e omogenea, questi parametri sono:

$$R_t, R_i, R_m, D_i, d \text{ e } AM \text{ (o AO)}$$

Per ridurre il numero dei parametri e semplificarne la rappresentazione grafica dei risultati, le resistività sono rapportate a  $R_m$  e le dimensioni a  $d$ . Tali parametri si riducono a:

$$\frac{R_t}{R_m} \quad \frac{R_i}{R_m} \quad \frac{D_i}{d} \quad \frac{AM}{d}$$

Le curve di scarto dedotte teoricamente mostrano la relazione tra  $\frac{R_a}{R_m}$  e questi parametri.

Il documento n. 7 della Schlumberger contiene le curve di scarto per la normale e la inversa per strati di spessore infinito.

Il documento n. 3 contiene le curve di scarto per strati di spessore finito solo per logs « normali ».

**Documento n. 7.** La prima parte è relativa ai logs normali, la seconda parte all'inversa.

Ciascuna parte contiene un diagramma per le formazioni non invase, e cinque per quelle invase per i valori:

$$\frac{R_i}{R_m} = 6, 11, 21, 51 \text{ e } 101.$$

È interessante notare che  $\frac{R_i}{R_m}$  non differisce molto da  $F$  (fattore di formazione).

Secondo la formula di Archie si ha:

$$R_i = \frac{FR_{mf}}{(1 - ROS)^2}$$

Se teniamo conto che  $R_{mf} \approx 0.8 R_m$ , e che  $ROS$ , percentuale di olio residuo, varia usualmente da 0 al 30 % si trova che  $\frac{R_i}{R_m}$  varierà normalmente da  $1.6 \cdot F$  in

caso di  $ROS$  alto a 0,8 in caso di  $ROS$  nullo. In conclusione si ha:  $0.8 F < \frac{R_i}{R_m} < 1.6 F$ .

In ciascuno di questi diagrammi sono disegnate curve di quattro differenti colori corrispondenti a diversi valori di  $\frac{D_i}{d}$ .

Vi è inoltre una curva nera corrispondente al caso  $R_t = R_i$ . Questa curva è una curva limite per le curve di ogni colore e non può essere attraversata.

Logs normali. Conoscendo un valore approssimato di  $R_i$ , dato dal Microlog o dal Microlaterolog, o stimato attraverso un valore noto di porosità, ottenuto da un Neutron log, o misurato da una carota è possibile valutare  $R_t$  diagrammando  $\frac{R_n}{R_m}$  in funzione di  $\frac{AM}{R_m}$  sul foglio corrispondente a un appropriato valore di  $\frac{R_i}{R_m}$ .

L'accuratezza è migliore quando  $R_t > R_i$ .

Se  $R_t < R_i$  e se l'invasione è profonda il problema tende a divenire indeterminato.

— Invasioni differenti possono produrre quasi gli identici risultati. Per esempio

con  $\frac{R_t}{R_m} = 1$  la curva rossa per  $\frac{R_i}{R_m} = 11$  e  $\frac{D_i}{d} = 2$  è praticamente

identica a quella verde con  $\frac{R_i}{R_m} = 6$  e  $\frac{D_i}{d} = 5$ .

Vi sono un gran numero di tali casi di equivalenza. Il risultato pratico è che non è possibile determinare  $R_i$  esattamente dalle letture di parecchie curve normali

— Quando  $R_t$  è più piccolo di  $R_i$  le letture della normale 16" non dipendono quasi più dal valore di  $R_t$  (fuorchè nel caso che l'invasione sia molto superficiale) e dipendono soprattutto da  $D_i$  e da  $R_i$ . In questo caso ( $R_t < R_i$ ) le letture della normale 16", corretta per l'influenza del foro danno un limite inferiore di  $R_i$ . (Questa correzione per il foro è resa possibile dal foglio B-2 del L.I. Chart o dal foglio n. 7 del documento n. 7 della Schlumberger). Se l'invasione è profonda, il limite inferiore di  $R_i$  che si ottiene dalla 16" è molto vicino a  $R_i$ .

— Quando  $R_t$  è più grande di  $R_i$  e l'invasione è abbastanza superficiale la 16" dipenderà in gran parte da  $R_t$ . Se l'invasione è profonda l'influenza della zona invasa è abbastanza importante.

Le letture della 16" corrette per l'influenza del foro (foglio B-2 del L.I. Ch.) danno un limite superiore di  $R_i$  solo se l'invasione è molto profonda.

— Il documento n. 7 della Schlumberger è relativo alla sonda con due elettrodi (B e N all'infinito). In pratica i logs normali sono registrati con tre elettrodi nel foro. Nel caso della 16" il terzo elettrodo è abbastanza vicino

cosicchè la risposta della sonda con tre elettrodi è differente da quella

con due (almeno per valori di  $\frac{R_t}{R_m}$  più grandi di 100).

Il diametro della sonda è pure di qualche importanza. Il foglio B-2 del Log Int. Ch. tiene conto di questi due effetti e quindi dovrebbe essere usato (invece del doc. n. 7) per correggere la 16" per l'influenza del foro.

Per la 64" normale questi due effetti sono trascurabili e il doc. n. 7 è sempre valido.

Inversa. La 18'8" inversa corrisponde a un rapporto  $\frac{AO}{d} \approx 25 \div 30$ . Le curve

di scarto mostrano che per valori bassi di  $\frac{R_i}{R_m}$  le letture della 18'8" sono

poco influenzate dalla zona invasa, almeno finchè  $\frac{D_i}{d} \leq 10$ . Tuttavia per

valori alti di  $\frac{R_i}{R_m}$  e quando  $R_i > R_t$  l'influenza della zona invasa può divenire

importante. Per esempio, con  $\frac{AO}{d} = 28$ ,  $\frac{R_i}{R_m} = 101$ ,  $\frac{R_t}{R_m} = 10$  e

$\frac{D_i}{d} = 10$ ,  $\frac{R_a}{R_m}$  è uguale a circa 55.

Per valori di  $\frac{R_i}{R_m}$  più grandi di 101 l'influenza della zona invasa diventa

anche più grande come si vede dalle tre figure di pag. R-7. La curva marcata « lat » è quella corrispondente alla inversa 18'8" e mostra le variazioni di

$\frac{R_a}{R_t}$  in funzione di  $\frac{R_i}{R_m}$ . Per  $D_i = 10$  d, per esempio, il rapporto  $\frac{R_a}{R_m}$

non supera 25 ma per valori più grandi di  $\frac{R_i}{R_m}$ ,  $\frac{R_a}{R_t}$  aumenta rapidamente

con  $\frac{R_i}{R_m}$ . Il foglio R-7 mostra comparativamente le risposte di molte altre

apparecchiature.

— Nel caso di invasione profonda ( $\frac{D_i}{d} \approx 10$ ) le letture di una corta inversa

$\frac{AO}{d} \approx 4 \div 5$ ) dipendono molto poco dai valori di  $\frac{R_t}{R_m}$  e molto da  $\frac{R_i}{R_m}$ .

È possibile, quindi, stimare, in caso di invasione profonda,  $R_i$  dalla lettura di una corta inversa, corretta per l'influenza del foro. Tuttavia, per valori di

$\frac{R_i}{R_m}$  — più grandi di 100, l'effetto del foro è molto importante e non può es-

sere corretto con sufficiente precisione. Questa è una limitazione delle possibilità della sonda per calcarì (laterale simmetrica con spacing  $AO \div 32''$  o  $37'' \frac{1}{2}$ ).

I calcoli fatti nel documento 7 per la laterale suppongono che l'elettrodo sia all'infinito, mentre in pratica  $N$  è nel foro. Nondimeno le curve di scarto del documento n. 7 possono essere applicate senza alcuna restrizione nel caso della  $18'8''$  dato che  $N$  è molto lontano dagli elettrodi di misura.

Nota importante.

- Le curve di scarto del doc. n. 7 della Schlumberger mostrano che se si confrontano le letture della  $16''$  e della  $64''$  normali e della  $18'8''$  inversa dopo la correzione dell'influenza del foro (con il foglio B-2 per la  $16''$ , con il doc. n. 7 a pag. 7 e 19 per la  $64''$  normale e la  $18'8''$  inversa) la  $18'8''$  dà sempre dei valori più vicini a  $R_t$ ; la  $16''$  normale valori più vicini a  $R_i$  e la  $64''$  normale dei valori intermedi. Come conseguenza se:

$R_{inv}$  corretta è maggiore della  $R_{16''}$  corretta si può concludere che:

a)  $R_t > R_i$ ; b)  $R_t \geq R_{inv}$  corretta; c)  $R_i \leq 16'' N$

analogamente se:

$R_{inv}$  corretta  $<$   $R_{16'' N}$  corretta si ha che:

a)  $R_t < R_i$ ; b)  $R_t \leq R_{inv}$  corretta; c)  $R_i \geq R_{16'' N}$  corretta.

In molti problemi queste considerazioni sono sufficienti per una buona interpretazione.

- Nel caso di  $R_t > R_i$  le letture della  $18'8''$  inverse sono poco influenzate dall'invasione e da esse si può ottenere un valore abbastanza accurato di  $R_t$ . Si devono però assumere dei valori ammissibili per  $R_i$  e  $D_i$ , ma tali ipotesi non sono molto critiche.
- Nel caso di  $R_t < R_i$ , l'influenza dell'invasione sulle letture della  $18'8''$  è in qualche caso importante, ma è possibile determinare ancora un valore approssimato di  $R_t$ .

Ad esempio, se  $R_m = 1$ ; diametro del foro =  $8''$

$R_{16'' \text{ normale}} = 30$ ;  $R_{inv} = 5$ .

Le correzioni per il foro sono in questo caso trascurabili, e per quanto si è spiegato si ha:

$$R_i \geq 30 \quad R_t \leq 5$$

Dalla pag. 15 del documento n. 7 si può vedere che:  $\frac{R_i}{R_m} = 51$  e  $\frac{D_i}{d} = 5$

per la 16" normale e di conseguenza per la inversa, si ha una invasione quasi equivalente a quella effettiva.

Osservando la curva verde a pag. 27 del doc. n. 7 per  $\frac{AO}{d} \approx 28$  si può

vedere che  $\frac{R_t}{R_m}$  è probabilmente un numero tra 3 e 5.

— Le conclusioni del paragrafo 1 e 2 sono basate sull'assunzione che attraverso la zona invasa la resistività sia costante.

Se la resistività del fango ha una variazione notevole le conclusioni sopra accennate non sono più valide.

— La correzione per l'influenza del foro è accurata solo se la resistività del fango è conosciuta con precisione. In ogni caso la correzione della 16" nor-

male diviene difficile in quanto il rapporto  $\frac{R_a}{R_m}$  diventa grande.

**Metodo delle montagne rocciose.** (Foglio D-8 del Log. Int. Ch. della Schlumberger). Se si conosce  $R_{mf}$ , SSP,  $R_i$  e  $R_t$  è possibile valutare  $F$  (o  $\emptyset$ ) e  $S_w$  ammesso che sia possibile dare un valore ammissibile di ROS. I calcoli relativi possono essere fatti facilmente con il foglio D-4 e D-8 del Log Int. Ch.

Nel metodo delle montagne rocciose si assume che:

— Le letture di una corta normale corrette per l'influenza del foro (foglio B-2 nel caso della 16" normale) danno  $R_i$ . In effetti però, come si è visto sopra, una corta normale corretta per il foro dà un limite inferiore di  $R_i$  se  $R_i > R_t$  e un limite superiore di  $R_i$  se  $R_i < R_t$ .

— La 18' 8" inversa corretta per il foro e per un'invasione media (curva tratteggiata del foglio B-2 del Log Int. Ch.) dà  $R_t$ . La correzione accennata sopra per un'invasione media è adeguata solo se  $R_i < R_t$ , e di conseguenza i valori di  $R_t$  ottenuti saranno troppo alti se  $R_i > R_t$ .

Se  $R_i > R_t$  il valore di  $R_i$  stimato è inferiore a quello effettivo; il valore di  $R_t$  stimato è invece maggiore, e di conseguenza il metodo tende a essere molto ottimistico (cioè dà porosità alte e saturazioni in acque basse) e quindi in formazioni a porosità più bassa del 15 %, per l'influenza dell'invasione sulla inversa, il metodo porta a compiere valutazioni errate.

Se  $R_i < R_t$  il valore di  $R_t$  stimato è molto vicino a quello vero;  $R_i$  è invece troppo alto sebbene questo è compensato nel foglio D-8 da un ROS assunto alto, e quindi i risultati sono notevolmente migliori di quelli che si hanno quando  $R_i > R_t$ .

**Documento n. 3.** Il documento della Schlumberger contiene le curve di scarto per strati di spessore finito solo per le resistività misurate dalla « normale ». Su ogni foglio sono indicate le condizioni di applicabilità. Queste condizioni sono generalmente soddisfatte in formazioni non consolidate.

Il documento n. 3 vale per le « normali » a due elettrodi; nondimeno può essere usato senza alcuna restrizione (salvo che per le condizioni di applicabilità indicate in ogni foglio) per la 64" « normale ».

Per la 16" « normale » il doc. n. 3 può essere usato finchè lo spessore dello strato non superi i 40'. Se lo spessore dello strato è meno di 40', l'elettrodo N del 16" « normale » è posto fuori dello strato e dato che il documento n. 3 dovrebbe essere usato solo se  $R_s < R_t$  il potenziale di N è trascurabile.

Se lo spessore del letto è più grande di 40' e se le resistività sono alte, il potenziale dell'elettrodo N della 16" normale può essere più trascurabile.

- Come nel caso di strati con spessore grande è possibile, conoscendo un valore appropriato di  $R_i$ , determinare un valore approssimato di  $R_t$  diagram-

mando i valori di  $\frac{R_a}{R_m}$  in funzione di  $\frac{AM}{d}$ .

L'accuratezza è migliore quando  $R_t$  è più grande di  $R_i$ . La precisione è inferiore di quella che si avrebbe con strati di spessore elevato e diminuisce con lo spessore dello strato.

- I casi di equivalenza sono più numerosi di quelli che si hanno in caso di strati di spessore elevato dato che vi sono casi corrispondenti a valori differenti di  $R_t$  (confr., per esempio, le pagg. 111 e 115 del doc. n. 3).
- I fogli per invasioni nulle possono essere usati per correggere le normali per effetto del foro e delle formazioni adiacenti. Dopo questa correzione il confronto delle letture corrette delle normali (16" e 64") ci dirà se  $R_i$  è più grande o più piccolo di  $R_t$ .

Se  $R_{64'' N \text{ corretta}} > R_{16'' N \text{ corretta}}$  si può concludere che

a)  $R_t > R_i$ ; b)  $R_i \leq R_{16'' N \text{ corr.}}$ ; c)  $R_t \leq R_{64'' N \text{ corr.}}$

Se  $R_{64'' N \text{ corr.}} < R_{16'' N \text{ corr.}}$  la conclusione sarà:

a)  $R_t < R_i$ ; b)  $R_i \geq R_{16'' N \text{ corr.}}$ ; c)  $R_t \geq R_{64'' N \text{ corr.}}$

Queste conclusioni sono valide se: a)  $R_m$  alla temperatura di formazione è nota con buona precisione; b) la formazione investigata è invasa di fango con resistività costante.

- In strati sottili, quando  $R_t > R_i$ , la 16" normale può essere usata per valutare  $R_t$ , se l'invasione non è troppo profonda.

## 9.5 Microlog

Il microlog serve per misurare la resistività di un volume molto piccolo di formazione nelle vicinanze immediate della parete del pozzo e permette di mettere in evidenza gli strati permeabili nei punti in corrispondenza dei quali si sia avuta formazione di mud cake (pannello).

Quantitativamente il Microlog permette di risalire al valore  $R_{x_0}$  cioè alla resistività della zona invasa totalmente (immediatamente dietro al mud cake).

La sonda « microlog » è composta da un pattino in gomma applicato contro le pareti del pozzo per mezzo di un sistema di molle e di bracci articolati (fig. 6-1). Sul pattino di contatto con la parete sono disposti tre piccoli elettrodi, distanti fra di loro verticalmente di un pollice.

Si misura simultaneamente una inversa 1" x 1" (microinversa) e una normale di 2" (micronormale).

Tale dispositivo può registrare la resistività media dei piccoli volumi di formazione rimanendo immune dai cortocircuiti che si verificano nel fango.

Il dispositivo effettua due misure contemporanee emettendo dall'elettrodo A una corrente di una data intensità e misurando la differenza di potenziale che si crea fra  $M_1$  e  $M_2$  e fra  $M_2$  e un elettrodo in superficie.

La combinazione  $AM_1$ ,  $M_2$  è detta microinversa, la  $AM_2$  micronormale.

Con la microinversa il volume interessato dalla misura è inferiore a quello interessato dalla micronormale, per cui quest'ultima ha un raggio di investigazione maggiore.

Il dispositivo attualmente usato è a pattino idraulico.

Il fango penetrando nelle formazioni permeabili deposita sulle pareti del sondaggio in corrispondenza di queste formazioni permeabili un pannello.

La resistività del pannello, di poco diversa da quella del fango, è nettamente inferiore alla resistività della zona invasa.

Come conseguenza la microinversa, che ha un raggio di investigazione più piccolo della micronormale, è più influenzata dal pannello, per cui la resistività ricavata da essa è inferiore a quella ricavata dalla micronormale.

La differenza che si riscontra fra i valori di resistività ricavati dalla micronormale e dalla microinversa viene chiamata « separazione » (positiva quando la micronormale dà valori maggiori).

Esperienze di laboratorio hanno indicato che con questi dispositivi, la profondità di investigazione è molto debole. Se la profondità d'invasione è superiore a 3" - 4" il valore di  $R_t$  non influenza il microlog.

I due dispositivi, influenzati dal mud cake che ha una resistività bassa, danno pertanto resistività poco elevate in generale da 2 a 10 volte  $R_m$ .

**Regole d'interpretazione qualitativa.** Le formazioni sono permeabili se:

- le resistività lette sono relativamente basse (inferiori circa a  $20 R_m$ ),
- le separazioni sono positive ( $R_{2''N} > R_{1''} \times 1''$ ).

In formazioni impermeabili con alta resistività, dato che in generale non vi è pannello le separazioni sono in generale negative, ma, possono anche essere positive ( $R_{2''} < R_{1''} \times 1''$ ).

In formazioni impermeabili con bassa resistività: le letture del microlog sono abbastanza vicine a  $R_t$ ; le separazioni sono talvolta positive ma più spesso negative. Nel caso di formazioni in cui il coefficiente di anisotropia è elevato si possono verificare delle forti separazioni negative.

Il diametro massimo delle sonde per microlog è di 16". Di conseguenza nelle cavità profonde il pattino non si appoggia più contro la formazione. Le letture del Microlog sono allora molto vicine al valore di  $R_m$ .

Le cavità medie e le irregolarità della parete del pozzo possono avere sulle letture del microlog un effetto analogo a quello del mud cake.

Il microcaliper registrato insieme con il microlog facilita e rende più sicura l'interpretazione.

Nelle sabbie, con permeabilità molto elevata, sature di acqua salata, può verificarsi che la profondità d'invasione sia molto debole, allora il filtrato, più leggero dell'acqua di formazione si dispone verso l'alto nella formazione e la velocità ascensionale può essere sufficiente perchè verso il basso di uno strato molto permeabile vi sia una profondità d'invasione estremamente ridotta.

A causa del valore di  $R_t$  poco elevato e per la ridotta invasione, si possono osservare sul microlog delle separazioni negative.

Le separazioni possono ugualmente essere negative in corrispondenza delle formazioni permeabili se il fango è a emulsione di olio (oil emulsion mud).

A causa di ciò il rapporto  $R_{mc}/R_{mf}$  è in generale alto, compreso tra 5 e 10 e a volte anche più alto, e si può verificare che  $R_{xo}$  sia inferiore a  $R_{mc}$ . In tal caso il microlog presenta separazione negativa.

**Applicazioni del microlog.** Il microlog permette una delimitazione molto precisa degli intervalli permeabili.

Alcuni abachi costruiti sperimentalmente, permettono di valutare la resistività  $R_{xo}$  della zona invasa e da queste resistività si può dedurre un valore approssimato della porosità.

Conoscendo  $R_m$ , alla temperatura della formazione, data per mezzo dell'abaco A-6 si deduce  $R_{mc}$  e  $R_{mf}$  dall'abaco A-4.

$R_{xo}$  è determinato per mezzo degli abachi C-8 (pattino tipo D), C-4 e C-10 (pattino tipo idraulico). Il calcolo per passare da  $R_{xo}$  ad un valore approssimato della porosità si effettua per mezzo dell'abaco C-12. Questo abaco si usa solo per formazioni prive di argilla.

Perchè il microlog permetta la determinazione della porosità con una precisione soddisfacente bisogna che:

- la formazione permeabile sia invasa su una profondità superiore a 3-4 pollici;
- la saturazione in olio residuo nella zona misurata dal microlog sia poco elevata; altrimenti un errore di apprezzamento del R.O.S. può condurre a un errore importante sulla porosità;
- la porosità sia superiore al 15 % o anche al 20 %;
- lo spessore del mud cake non sia troppo grande (massimo  $\frac{1}{2}$ " ).

## 9.6 Laterolog

La determinazione di  $R_t$  dal log di resistività convenzionale risulta difficilissima quando gli strati studiati sono sottili, soprattutto se  $R_t/R_m$  è grande oppure se il contrasto fra  $R_t$  e la resistività delle formazioni adiacenti è grande.

Con il metodo usato dal Laterolog, si utilizza un fascio di corrente direzionata che penetra orizzontalmente nelle formazioni. Attualmente esistono due tipi di apparecchiature: il Laterolog 7 e il Laterolog 3.

Il Laterolog 7 usa elettrodi di dimensioni ridotte. Una corrente costante è emessa dall'elettrodo  $A_0$  (ved. fig. L-1). Per mezzo degli elettrodi simmetrici  $A_1 A_2$ , si invia una corrente la cui intensità è regolata automaticamente in modo che gli elettrodi di controllo (monitoring)  $M_1 M_2$  e  $M'_1 M'_2$  siano allo stesso potenziale.

Si misura la caduta di potenziale fra  $M_1 M_2$  (o  $M'_1 M'_2$ ) e l'infinito.

Poichè il potenziale fra  $M_1 M_2$  e  $M'_1 M'_2$  è mantenuto a zero, la corrente emessa da  $A_0$  non può raggiungere  $M'_1$  e  $M'_2$  e penetra orizzontalmente nella formazione sotto forma di un fascio il cui spessore è quasi costante, fino a una distanza dal foro appena superiore alla lunghezza tra  $A_1 A_2$ . La fig. L-1 mostra le linee di corrente quando la sonda è in un mezzo omogeneo.

Con la sonda attualmente utilizzata, lo spessore del fascio di corrente è di 32" (0,8 metri) e la distanza  $A_1 A_2$  è di 80" (2 metri).

È interessante notare sulla fig. L-1 che gli elettrodi di misura sono sulla superficie equipotenziale 3,625 e che la corrente che esce radialmente da  $A_0$  attraversa la superficie equipotenziale 1 a una distanza di circa 100" dalla sonda. La caduta di potenziale tra  $A_0$  e tale punto vale  $3,625 - 1 = 2,625$ ; si ha dunque che il 70 % ( $2,625/3,625$ ) della caduta di potenziale totale, ha luogo solo in un raggio di 100".

La fig. L-2 mostra che la forma delle linee di corrente in corrispondenza a un letto resistivo e sottile non differisce molto da quella in un mezzo omogeneo.

La fig. 5-3 del Doc. n. 8 è un confronto delle linee di corrente emesse da un laterolog 7 e quelle emesse da una normale in corrispondenza a uno strato sottile e resistivo.

La fig. 5-4 indica le curve ottenute sperimentalmente con normali, inverse e laterolog al passaggio di uno strato resistivo. Il Log convenzionale è poco certo;

il laterolog, malgrado le condizioni difficili ( $\frac{R_t}{R_m} = 500$ ) mostra nettamente i

limiti dello strato e dà un valore di resistività molto vicino a quello vero.

**Nota** - Con il sistema di controllo superficiale, l'attuale intensità massima della corrente disponibile per gli elettrodi  $A_1$  e  $A_2$  è circa 500 mma. Se in un intervallo molto resistivo questa corrente non è più sufficiente a bilanciare il segnale degli elettrodi di controllo la corrente di  $A_1$  e  $A_2$  raggiunge il valore massimo e si mantiene costante. La curva registrata prende quindi la forma di una curva Normale (con uno spacing di 40" ca.) fintanto che la corrente richiesta dagli elettrodi  $A_1$  e  $A_2$  è di nuovo inferiore a 500 mma.

**Scala compressa.** Le anomalie che si presentano quando la corrente richiesta è superiore a 500 mma possono essere eliminate con una « scala compressa ». Per mezzo di uno shunt la corrente  $i_0$  è ridotta automaticamente appena le resistività diventano troppo alte. La scala compressa è registrata su una traccia e la resistività misurata è data da:

$$R_a = R_{MS} \frac{d}{100 - d}$$

dove:

$d$  = è la deflessione del galvanometro.

$R_{MS}$  = è scelto dall'operatore tra i valori: 500, 1000 o 2000.

Sulla terza traccia del film si registra in una scala quasi lineare la resistività

tra 0 e  $\frac{R_{MS}}{9}$ . Per esempio, se  $R_{MS} = 500$ , la scala quasi lineare registrerà da 0 a

55 ohms.

**Influenza delle formazioni adiacenti.** L'influenza delle formazioni adiacenti è piccola per spessori dello strato superiori a 4 o 5 piedi, e non è necessario apportare alcuna correzione alle letture.

Tuttavia se la resistività delle formazioni adiacenti è molto più grande di  $R_t$ , il Laterolog, in strati sottili, dà valori troppo elevati.

**Influenza della zona invasa.** Nelle formazioni permeabili, le letture del Laterolog dipendono non solamente da  $R_t$ , ma, dalla resistività  $R_{xo}$  e dal diametro  $D_i$  della zona invasa. Alcune formule semplificate approssimate danno, per dei valori di  $D_i$  la relazione fra  $R_a$ , la lettura del Laterolog,  $R_{xo}$ , e  $R_t$ :

$$D_i = 20'' \quad R_a = 0,2 R_{xo} + 0,8 R_t \quad \text{o:} \quad R_t = 1,25 R_a - 0,25 R_{xo}$$

$$D_i = 40'' \quad R_a = 0,4 R_{xo} + 0,6 R_t \quad \text{o:} \quad R_t = 1,66 R_a - 0,66 R_{xo}$$

$$D_i = 80'' \quad R_a = 0,6 R_{xo} + 0,4 R_t \quad \text{o:} \quad R_t = 2,5 R_a - 1,5 R_{xo}$$

Con queste formule semplificate, si può vedere che quando  $R_{xo}$  è più grande di  $R_t$  il laterolog dipende molto dai valori di  $R_{xo}$ . È difficile ottenere dal laterolog buoni valori di  $R_t$ , dato che il risultato dipende troppo sulla assunzione che deve essere fatta sul diametro dell'invasione  $D_i$ . Se, invece,  $R_{xo}$  è più piccolo di  $R_t$  (o anche leggermente più grande di  $R_t$ ) l'influenza dell'invasione è moderata e dal laterolog è possibile ottenere un valore preciso di  $R_t$  dato che la correzione per la invasione non dipende troppo dal valore assunto per  $D_i$ . In ogni caso, i risultati sono soddisfacenti solo se l'invasione non è troppo profonda.

Di conseguenza, nei pozzi esplorativi, dove si deve cercare di vedere quanto più chiaramente possibile la differenza tra le formazioni ad acqua e quelle ad olio

(o gas), il laterolog dà buoni risultati se il rapporto  $\frac{R_m}{R_w}$  non è superiore a 4.

Se invece il problema è solo quello di determinare  $R_t$  in una formazione di cui si conosce già la mineralizzazione a olio (o gas), come è il caso dei pozzi di

coltivazione, il laterolog può dare risultati eccellenti anche per valori di  $\frac{R_m}{R_w}$

molto più grandi di 4.

**Laterolog 3.** Il principio del Laterolog 3 è lo stesso di quello del Laterolog 7. Si manda una corrente di intensità costante attraverso un elettrodo centrale

$A_0$ , mentre da due elettrodi  $A_1$  e  $A_2$  disposti simmetricamente e circuitati, si manda una corrente, regolata automaticamente, che ha lo scopo di mantenere  $A_1$  e  $A_2$  al potenziale di  $A_0$  (vedere fig. 5-2 del Doc. n. 8). Lo spessore del fascio di corrente  $i_0$  è normalmente di 12", in qualche caso di 6", e quindi molto più sottile del Laterolog 7. Come risultato, il laterolog 3 ha una definizione verticale migliore del laterolog 7. L'influenza del foro e della zona invasa, è leggermente più grande, inoltre con il laterolog 3 non è possibile la registrazione contemporanea del potenziale spontaneo.

Con il laterolog 3 la corrente richiesta per gli elettrodi  $A_1$  e  $A_2$  è molto più grande che per il laterolog 7 e il segnale che permette la regolazione è più piccolo. Di conseguenza è molto più difficile fare delle misure precise.

**Conclusioni.** Il laterolog, 7 o 3 è di grandissima utilità non solo quando si devono studiare strati sottili, ma anche quando il rapporto  $\frac{R_m}{R_w}$  è alto o quando

il contrasto tra le resistività delle formazioni è grande ( $\frac{R_t}{R_s}$  grande); permette

inoltre una buona valutazione di  $R_t$  in tutti i casi dove  $R_t > R_{x_0}$  ammesso che l'invasione non sia troppo grande.

— In pozzi esplorativi il laterolog permette una buona distinzione delle for-

mazioni a olio o a gas da quelle ad acqua se  $\frac{R_m}{R_w}$  non è più grande di 4 e

ammesso che l'invasione non sia troppo grande.

— Nei pozzi di coltivazione, o in pozzi dove è nota la natura della mineralizzazione (olio o gas) è possibile ottenere un buon valore di  $R_t$  anche per

valori di  $\frac{R_m}{R_w}$  più grandi di 4.

### 9.7 Microlaterolog

Così come si può vedere chiaramente sull'abaco C-4, la determinazione di  $R_{x_0}$  del Microlog diviene poco precisa quando il rapporto  $R_{x_0}/R_{mc}$  è più grande di 15 o 20. Più  $R_{x_0}/R_{mc}$  è elevato, e più la precisione diminuisce.

Il Microlaterolog permette di misurare  $R_{x_0}$  con una buona precisione, anche per rapporti  $R_{x_0}/R_{mc}$  elevati a condizione tuttavia, che lo spessore del mud cake non ecceda 1/2".

**Principi del Microlaterolog.** La sonda del microlaterolog comprende come la sonda microlog, un pattino di gomma applicato contro le pareti del pozzo.

Il pattino porta 4 elettrodi circolari concentrici (ved. fig. 6-6). Per mezzo dell'elettrodo centrale AO viene emessa una corrente costante  $i_0$ , per mezzo di quello esterno  $A_1$  una corrente  $I$  la cui intensità viene variata automaticamente in modo che la differenza di potenziale fra i due altri elettrodi  $M_1$  e  $M_2$  resti nulla.

La corrente  $i_0$  non può di conseguenza raggiungere il terzo elettrodo e deve penetrare nelle formazioni sotto forma di un fascio stretto che si allarga poi abbastanza rapidamente a qualche pollice dal pattino.

Il corpo della apparecchiatura è usato come elettrodo di ritorno.

Si misura la differenza di potenziale fra uno degli elettrodi di controllo ( $M_1$  o  $M_2$ ) e la massa della sonda. Questa differenza di potenziale dipende soprattutto dalla resistività delle formazioni nella regione ove il fascio di corrente è più stretto, cioè, dalla resistività della zona invasa nelle vicinanze immediate nel pozzo.

La fig. 6-7 presenta un confronto qualitativo della distribuzione delle linee di corrente per il microlog e per il microlaterolog quando il pattino è appoggiato contro una formazione permeabile.

La corrente del microlog ha tendenza a sfuggire attraverso il mud cake per raggiungere il fango che si trova entro il pozzo e questo avviene in proporzione diretta con l'aumentare del rapporto  $R_{xo}/R_{mc}$ .

Di conseguenza quando  $R_{xo}/R_{mc}$  è elevato, il microlog è poco sensibile alle variazioni di  $R_{xo}$ . Tutta la corrente del microlaterolog invece è obbligata a penetrare nella zona invasa e, la misura del microlaterolog sarà dunque molto influenzata dalle variazioni di  $R_{xo}$ .

Esperienze di laboratorio hanno indicato che il valore di  $R_t$  ha pochissima influenza sulla lettura del microlaterolog se la zona invasa si estende oltre i 3-4 pollici di profondità.

L'influenza del mud cake è trascurabile se lo spessore dello stesso è limitato. Come indica l'abaco C-14 per un mud cake il cui spessore non supera i  $\frac{3}{8}$ " , il microlaterolog dà direttamente un valore molto vicino a  $R_{xo}$ , anche per valori elevati di  $R_{xo}/R_{mc}$ .

Per un mud cake di  $\frac{1}{2}$ " è necessaria una correzione importante per determinare  $R_{xo}$  quando  $R_{xo}/R_{mc}$  è elevato.

Per spessori più grandi la correzione diviene più incerta.

Il microlaterolog in conclusione permette una determinazione precisa di  $R_{xo}$  solo se il pannello è sottile.

**Applicazione del microlaterolog.** Nelle formazioni permeabili, se lo spessore del mud cake è inferiore a circa  $\frac{1}{2}$ " il microlaterolog permette di determinare con buona precisione la resistività della formazione nelle vicinanze immediate del pozzo. Se la profondità d'invasione è superiore a 3 o 4 pollici e se su questa distanza la saturazione in olio residuo è bassa, è possibile dedurre da questa resistività un valore approssimato del fattore di formazione e dunque della porosità.

Il microlaterolog permette lo studio di formazioni permeabili molto sottili.

In formazioni fratturate, la relazione tra  $R_{xo}$  e il fattore di formazione (o la porosità), non è bene definita e di conseguenza una interpretazione quantitativa del Microlaterolog è molto difficile.

## 9.8 Induction log

Si alimenta un avvolgimento (detto avvolgimento induttore) con una corrente alternata di 20.000 Hz (cicli/sec.) di intensità costante. Il campo magnetico generato dà luogo a correnti indotte che circolano secondo anelli coassiali nella formazione attorno all'avvolgimento (ved. fig. 3-1).

Queste correnti indotte inducono a loro volta una seconda corrente indotta in un avvolgimento (avvolgimento ricevitore) coassiale con quello induttore.

Il segnale ricevuto è proporzionale alla conduttività della formazione circostante.

Questo tipo di apparecchiatura funziona molto bene anche se il fluido in pozzo non è conduttivo (fanghi a olio o perforazione ad aria) mentre le apparecchiature ad elettrodi non possono più essere usate.

**Unità di misura.** La conduttività è il reciproco della resistività. L'unità della conduttività è il mho/m. Una formazione che ha una resistività di 100 ohm x m ha una conduttività di 0,1 mho/m. Dato che le conduttività, espresse in mho/m, variano da 5 a valori inferiori a 0,001 si è trovato più conveniente parlare di millimho/m.

Se la sonda per il log a induzione è centrata nel foro, e se le formazioni adiacenti possono dividersi in un numero limitato di mezzi omogenei separati da superfici aventi una simmetria di rivoluzione, avente per asse l'asse del foro del pozzo, la conducibilità apparente misurata è data da:

$$C_a = C_1 G_1 + C_2 G_2 + \dots + C_n G_n$$

In questa formula,  $C_1, C_2, \dots, C_n$  sono le conducibilità dei mezzi omogenei e  $G_1, G_2, \dots, G_n$  sono i « fattori geometrici » corrispondenti a ciascuno di questi mezzi.

Questi fattori geometrici che per una data sonda dipendono solo dalla geometria di ogni mezzo e dalla posizione della sonda, possono essere determinati con il calcolo. La somma  $G_1 + G_2 + \dots + G_n$  è uguale a 1.

Per i tipi di sonde usati, i valori dei fattori geometrici sono stati determinati con il calcolo e attraverso questi è possibile calcolare la risposta del log a induzione.

Questi calcoli sono basati su formule che non tengono conto dell'interazione fra le correnti indotte nella formazione. In formazioni molto conduttive l'interazione può ridurre il segnale misurato. Questo effetto è noto con il nome di skin effect (ved. Interpretation of the Induction - electrical log in fresh muds - Dumanoir - Tixier - Martin: J.P.T. July 1957).

Le sonde a induzione usate hanno più di due solenoidi. L'uso di solenoidi addizionali, permette di ridurre considerevolmente il fattore geometrico del foro del pozzo, (e questo è importante perchè può essere molto grande) e il fattore geometrico delle formazioni situate a una distanza verticale dal centro della sonda, superiore a circa 2 e 3 piedi. Si ottengono così sonde focalizzate.

La maggior parte delle sonde in uso oggi sono del tipo 5 FF 40, hanno 5 avvolgimenti e sono focalizzate radialmente (per ridurre l'influenza delle formazioni adiacenti). La distanza tra gli avvolgimenti principali è di 40".

Recentemente è stata introdotta una sonda con una focalizzazione radiale migliore (6 - F - F 40).

Nei logs, la conduttività è registrata sulla terza traccia; la scala è in mil-

limho/m. Sulla seconda traccia, si registrano due curve: la 16" N e la curva inversa della conduttività. Sulla prima traccia è registrato il PS.

Ciascuno mezzo che circonda l'apparecchiatura nel foro: fango, formazioni adiacenti allo strato, zona invasa, e zona non invasa contribuisce al segnale misurato. Per determinare  $R_t$  o  $C_t$  è lecito e pratico correggere la lettura del log successivamente per l'influenza del foro, delle formazioni adiacenti e della zona invasa.

**Influenza del foro.** Il contributo del foro si può valutare con l'abaco B-16 del Log Int. Ch. conoscendone il diametro, l'eccentricità della sonda (questa informazione dovrebbe essere data nella testata del log) e  $R_m$ .

Il segnale dovuto al foro è sottratto dalla lettura della conduttività. In molti casi questa correzione è molto piccola e non è necessaria.

L'apparecchiatura deve essere centrata nel foro perchè il segnale dovuto al foro sia piccolo. Quindi è necessario che la sonda sia munita di guide che la mantengano centrata.

**Influenza delle formazioni adiacenti.** La linea continua della figura 3 - 4 dà il fattore geometrico  $G_t$  per uno strato con spessore sottile in funzione dello spessore dello strato. Il fattore geometrico delle formazioni adiacenti vale  $(1-G_t) \cdot C_s$ . Tuttavia il risultato dato da questo calcolo è, a causa dello skin effect, solo approssimato, e per una correzione più accurata per lo spessore dello strato è bene usare i diagrammi di pag. B-16. (Log. Int. Ch.).

Da questi diagrammi si può vedere che per strati di spessore più grande di 6' o 7' la correzione è piccola e può in generale essere trascurata. Per spessori più piccoli di 5' la correzione è accurata solo quando  $R_a/R_s$  è piccolo.

**Influenza della zona invasa.** Il segnale dopo la correzione per l'influenza del foro e delle formazioni circostanti è eguale a quello della zona invasa e della parte della formazione non invasa. La linea a tratto continuo della figura 3-3 dà il fattore geometrico di  $G_i$  della zona invasa in funzione del diametro dell'invasione: per es. se  $D_i = 40''$ ,  $G_i = 0,28$  e il fattore geometrico della zona non invasa vale:  $1 - 0,28 = 0,72$ .

Se  $C_i$  e  $C_t$  sono le conduttività delle due zone, il segnale  $C_a$  vale:  $C_a = 0,28 \cdot C_i + 0,72 \times C_t$ .

Se  $R_i = 10$  Ohms ( $C_i = 100$  millimhos) e se  $R_t = 1$  (cioè  $C_t = 100$  millimhos),  $C_a = 0,28 \cdot 100 + 0,72 \times 1000 = 748$  millimhos cioè circa 1,3 ohms. Nelle medesime condizioni il Laterolog 7 leggerebbe 4,6 ohms. Da questo esempio si vede che se  $R_i$  è maggiore di  $R_t$  l'invasione non influisce molto sulle letture del log induttivo, almeno finchè l'invasione è limitata. Quando  $R_i$  è minore di  $R_t$  l'influenza della zona invasa è più grande e il laterolog 7 dà risultati migliori. Ad es.: se  $D_i = 40'$ ,  $R_i = 2$ ,  $R_t = 10$  il log induttivo dà 4,8 ohms. Il laterolog 7 darebbe circa 6,8 ohms.

#### **Descrizione dei diagramma della pagina B - 10 (Long. int. Ch.)**

Se si conosce un valore approssimato  $R_{x_0}$  (dato dal microlog o dal microlate-

rolog) si può determinare  $R_t$  con l'aiuto della pagina B - 10 Log. intr. Ch. I valori di

$\frac{R_{16''}}{R_{x_0}}$  e  $R_{x_0}/R_{5-FF\ 40}$  sono diagrammati rispettivamente in ascissa e in ordinata.

$R_t$  è ottenuto per l'interpolazione tra le due curve a tratto continuo più vicine.  $D_i$  può essere ottenuto interpolando tra le curve tratteggiate. La pagina B-10 vale solo per strati con spessore elevato. Le letture della 5-FF-40 e della 16" N dovrebbero essere corrette se necessario per l'influenza del foro e delle formazioni adiacenti. Per la 5-FF-40 le correzioni sono fatte con i diagrammi delle pagine B-12 o B-13 se il foro è di circa 8". I diagrammi del documento n. 3 che valgono nel caso di invasione nulla, possono essere usati per diametri di foro differenti, ammesso che le condizioni di applicabilità di questo documento siano rispettate. Per strati con spessore elevato, la correzione del foro è ottenuta con i diagr. di pag. B-2.

*N. B.* Quando si usa il doc. n. 3 per la correzione della 16" N è preferibile entrare con il « diametro effettivo del foro » dato da

$$d_e = \sqrt{d^2 - d_s^2}$$

dove  $d_s$  = diametro della apparecchiatura nel foro = 3"  $\frac{5}{8}$  per la 5-FF 40.

L'abaco B-10 riporta solo i casi per  $R_{x_0} > R_t$ . Per  $R_{x_0} < R_t$  il problema diventa molto complesso.

L'abaco B-10 è relativo a strati permeabili con due sole zone, con resistività  $R_{x_0}$  e  $R_t$  costante. Se fra le zone  $R_{x_0}$  e  $R_t$  vi è un « anulus » (vedere fig. 1-3a-3b-3c) o una zona di transizione i risultati che si ottengono con l'abaco B-10 possono essere non del tutto corretti.

**Skin Effect.** Se il valore ottenuto con la pag. B-10 è basso, può essere necessario correggerlo per lo skin effect.

La figura I-1 (valida per la sonda 5-FF-40) riporta, per strati di spessore elevato, la riduzione del segnale dello skin effect, per differenti condizioni di invasione. Come si vede dai diagrammi l'effetto è importante solo se le resistività sono basse. Per strati sottili la correzione di fig. I-1 per lo skin effect non deve essere fatta se si sono usati i diagrammi di pag. B-16 per fare la correzione per lo spessore dello strato.

La figura I-2 è sufficiente in molti casi per avere una buona interpretazione qualitativa, anche se non si conosce  $R_{x_0}$ .

Tutti i punti dovranno cadere tra l'asse delle ascisse e la curva superiore. Per diametri d'invasione compresi tra 20" e 80" tutti i punti cadono tra le due curve.

Conoscendo  $\frac{R_{16''}}{R_{II}}$  dai logs è possibile determinare:

a) un limite inferiore di  $\frac{R_{x_0}}{R_t}$

b) un valore approssimato di  $\frac{R_{x_0}}{R_t}$  se l'invasione è compresa tra i due limiti sopracitati.

Ad esempio: se  $R_{16'' N}/R_{IL} = 3$ ;  $\frac{R_{x_0}}{R_t} \geq 6,6$  dato che nessun punto può cadere sopra la curva superiore. Se poi il diametro d'invasione si estende tra 20" e 80",  $\frac{R_{x_0}}{R_t}$  è compreso tra 6,6 e 9,8 e mediando si può assumere un valore approssimato di 8,2.

*N. B.* La figura I-2 ottenuta da pag. B-10 può essere applicata solo quando  $R_{x_0} > R_t$ .

**Abaco D-12 Log. Intr. Ch.** Se si prende il valore approssimato di  $\frac{R_{x_0}}{R_t}$  dato dalla

(fig. I-2) e conoscendo la deflessione del potenziale spontaneo e la temperatura della formazione, si può determinare un valore approssimato della  $S_w$ . Questo è fatto facilmente con l'aiuto della pag. D-12 Log. Intr. Ch.

La pag. D-12 tiene conto anche della presenza, tra la zona flussata e quella non interessata dall'invasione, di un anello dove la saturazione in acqua di formazione è relativamente alta.

Questo « anulus » è stato trovato solo in formazioni che hanno una saturazione in olio (o gas) superiore al 50 %.

Se le condizioni sono tali che la carta A-12 Log. Intr. Ch. apporta una notevole correzione a  $R_{we}$ , si dovrebbe entrare nella carta D-12 con il rapporto  $\frac{R_{mf}}{R_w}$

invece che con il potenziale spontaneo.

Se l'invasione è superficiale,  $D_i < 20''$ , o molto profonda  $D_i > 80''$ , i valori che si ottengono con la fig. D-12 sono troppo bassi ed è possibile commettere errori abbastanza grandi.

L'abaco D-12 del Log. Intr. Ch. dovrebbe essere usata solo se  $R_{x_0} > R_t$ . Questa condizione è molto difficile da riconoscere se non si hanno a disposizione misure di  $R_{x_0}$ .

Il motivo è che in tutti i casi, sia  $R_{x_0}$  più grande o più piccolo di  $R_t$ ; la 16" Normale legge valori più alti della 5-FF 40. (Si considerano solo le letture corrette per l'influenza del foro e delle formazioni circostanti, dato che nelle fig. I-2, D-12 e B-10 Log. Intr. Ch. si dovrebbe entrare solo con valori corretti). Le limitazioni indicate a pag. D-12 in alto a sinistra possono non essere sufficienti sempre ad assicurare che  $R_{x_0} > R_t$ .

**Un Log a induzione con diametro di investigazione profonda.** Negli Stati Uniti recentemente si è introdotto una nuova apparecchiatura denominata 6-FF 40 che ha un raggio di investigazione doppio di quello della 5-FF 40 (vedi in bibliog. « Trends in Electrical logging » e « New developments in Induction and Sonic logging »).

Questa apparecchiatura sarà disponibile nel prossimo futuro anche in Europa.